



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI TARANTO



COMUNE DI SAN GIORGIO JONICO

Autorizzazione Unica Regionale per la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonte solare fotovoltaica con potenza nominale pari a 73,6515 MWp integrato ad un progetto di utilizzazione agronomica del fondo

ELABORATO:

Relazione tecnica di calcolo e di impianto

DATA: GENNAIO 2020 SCALA: / F.TO: A4 REV. n.: 0

SOGGETTO PROPONENTE:

SAN GIORGIO JONICO S.R.L.

PIAZZA WALTHER VON VOGELWEIDE, 8

39100 Bolzano (BZ)

P.I.: 03027970213

ORDINE DEGLI INGEGNERI
della Provincia di TARANTO
Dott. Ing.
TRAMONTE Fernando
N. 1051

PROGETTISTI:



Ing. Francesco FRASCELLA

Via Emanuele Filiberto di Savoia, 29 - 74027 San Giorgio Jonico (TA)

Telefax.: 0995919263; Cell.: 3291747756

mail: francescofra72@gmail.com; p.e.c.: francesco.frascella@pec.it

C.F.: FRS FNC 72T07 L049A; P.I.: 02363510732

ORDINE DEGLI INGEGNERI
della Provincia di TARANTO
Dott. Ing.
FRASCELLA Francesco Paolo
N. 1082



Ing. Fernando TRAMONTE

Viale Magna Grecia, 38 - 74016 Massafra (TA)

Telefax.: 0998805525; Cell.: 3356652034

mail: info@stiengineering.it; p.e.c.: stiengineering@pec.it

P.I.: 02504860731

Timbri e visti

INDICE

PREMESSA	3
1. RELAZIONE ILLUSTRATIVA	4
1.1. Descrizione del progetto	4
1.2. Illustrazione delle principali scelte progettuali	4
1.3. Cronoprogramma delle fasi attuative	8
1.4. Indicazioni operative relative all'impianto	9
2. RELAZIONE TECNICA	11
2.1. Dati di carattere generale	11
2.2. Dati relativi al sito	11
2.3. Dati di progetto relativi alle influenze esterne	12
2.4. Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico	13
2.5. Dati di rilievo clinometrico	13
3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	15
3.1. Definizioni	15
3.2. Descrizione generale	15
3.3. Strutture di sostegno	16
3.4. Impiantistica elettrica	17
3.5. Componenti dell'impianto	19
3.5.1. Moduli fotovoltaici	19
3.5.2. Inverters di stringa	19
3.5.3. Strutture di sostegno	21
3.5.4. Centrali di conversione	21
3.5.5. Quadro di potenza	20
3.5.6. Canalizzazioni e cavi	22
3.5.6.1. Canalizzazioni	22
3.5.6.2. Cavi elettrici	23
3.5.6.3. Connessioni e derivazioni	28
3.5.6.4. Sistema di controllo e monitoraggio	29
3.5.7. Impianto di terra	29
3.5.8. Opere civili	30
4. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA	31

4.1. Stima della risorsa solare disponibile in sito e sul piano dei moduli	31
4.2. Verifiche elettriche	33
4.3. Prove di accettazione in officina	34
4.4. Prove di accettazione in campo, messa in servizio e test – run	35
4.5. Prescrizioni sulle prestazioni d’impianto	36
5. SCHEMA ELETTRICO	35
5.1. Descrizione generale	39
5.2. Riepilogo tabellare dei dati di progetto	40
6. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	42

PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare in maniera diffusa gli elementi costitutivi dell'impianto e quelli presi alla base del suo dimensionamento.

La soluzione tecnica predisposta da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. prevede che il collegamento dell'impianto alla Rete Elettrica Nazionale avvenga in antenna A.T. 150 kV alla Cabina Primaria denominata "SAN GIORGIO JONICO", previa realizzazione di un nuovo stallo linea A.T. nella suddetta Cabina Primaria.

Poiché le aree sulle quali sorgerà l'impianto di produzione distano dalla Cabina Primaria poco più di un chilometro in linea d'aria e circa due chilometri su via pubblica, la scelta progettuale effettuata prevede la realizzazione della stazione utente di elevazione della corrente da 30 kV a 150 kV su di un'area molto prossima alla Cabina Primaria (circa 120 metri in linea d'aria): in tal modo le opere di connessione tra l'impianto di produzione e la stazione utente risultano estremamente limitate (anche in considerazione della taglia dell'impianto), e saranno costituite da 5 terne di cavi interrati M.T. a 30 kV, mentre le opere di connessione tra la stazione utente e la Cabina Primaria risulteranno davvero minimali, riducendosi ad una terna di cavi interrati A.T. a 150 kV della lunghezza totale inferiore a 120 metri.

Questo si traduce non solo in una grande economia in termini di costi di realizzazione ma, ancor più, in una grande economia in termini di impatti sul territorio e di tempi di realizzazione: infatti tutte le opere di connessione saranno costituite da cavidotti interrati correnti quasi esclusivamente su via pubblica, senza linee aeree, senza attraversamenti di aree vincolate e con limitatissimi espropri.

1. RELAZIONE ILLUSTRATIVA

1.1. Descrizione del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonte solare con potenza nominale pari a 73,6515 MWp ai sensi della D.G.R. n. 35 del 23.01.2007, da installare su terreno agricolo sito nel territorio di pertinenza del Comune di San Giorgio Jonico (TA), integrato ad un progetto di utilizzazione agronomica del fondo che prevede la coltivazione di grano duro nei filari che, per esigenze impiantistiche, vengono a crearsi tra i moduli fotovoltaici.

La denominazione dell'impianto sarà "Impianto Fotovoltaico SAN GIORGIO JONICO".

L'impianto sarà del tipo *grid connected* e l'energia elettrica prodotta sarà immessa completamente nella rete elettrica nazionale con connessione in antenna a 150 kV alla Cabina Primaria ENEL denominata "San Giorgio Jonico".

1.2. Illustrazione delle principali scelte progettuali

Lo sviluppo del sistema è stato condotto con la massima attenzione per il globale risparmio economico di realizzo contestualmente con l'obiettivo di mantenimento di un eccellente livello qualitativo nell'arco degli anni.

Si è, infatti, sin da subito preso in considerazione solo moduli fotovoltaici di primario costruttore mondiale che manifestassero ristretti campi di tolleranza in merito alla potenza di picco e basso decadimento del rendimento.

Il modulo prescelto è di tipo con cornice di sostegno perché fornisce maggiori garanzie in merito al potenziale danneggiamento del vetro di protezione che, se causato, provoca una riduzione di resa.

I moduli fotovoltaici saranno montati su dei trackers monoassiali ad asse orizzontale, a realizzare un cosiddetto "impianto ad inseguimento".

I trackers potranno montare 26 moduli (13x2), 52 moduli (26x2) o 78 moduli (39x2), ossia una, due o tre stringhe fotovoltaiche, a seconda delle esigenze di layout.

Per il fissaggio dei trackers sarà realizzata una struttura metallica sostenuta da pali infissi nel terreno, sulla quale i moduli saranno fissati a profili trasversali in file di 2 disposte in verticale.

Il materiale impiegato per le strutture sarà l'acciaio inox o l'acciaio zincato a caldo.

La struttura di sostegno dei moduli sarà dimensionata per garantire il funzionamento nell'arco di vita dei moduli e per resistere alle seguenti sollecitazioni di carico:

- carichi permanenti:
 - o peso strutture: dipendente dalle dimensioni e dai materiali costituenti i profilati e la bulloneria;
 - o peso moduli: fornito dal costruttore;
- sovraccarichi:
 - o carico da neve: uniformemente distribuito, agisce in direzione verticale ed è riferito alla proiezione orizzontale della superficie del generatore fotovoltaico; dipende dal valore di riferimento del carico di neve al suolo (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di forma (tiene conto della forma della struttura);
 - o spinta del vento: la cui direzione si considera di regola orizzontale, ed esercita sulle strutture usuali forze che sono convenzionalmente ricondotte ad azioni statiche equivalenti che si traducono in pressioni o depressioni agenti normalmente alle superfici degli elementi che compongono la struttura; viene trascurata l'azione tangente del vento, in considerazione del basso coefficiente di attrito delle superfici in questione; tali pressioni dipendono dalla pressione cinetica di riferimento (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di esposizione (dipende dall'altezza della struttura dal suolo, dalla rugosità e topografia del terreno, dall'esposizione del sito), dal coefficiente di forma (tiene conto della forma della struttura) e dal coefficiente dinamico (dipende dalla forma e dalle dimensioni della struttura);
- variazioni termiche: lo scarto di temperatura rispetto a quella iniziale di riferimento; per le strutture in acciaio esposte deve essere previsto +25 °C; in prima approssimazione le variazioni termiche possono essere trascurate;
- effetti sismici sulla struttura: generalmente, date le modestissime masse ed altezza in gioco, il carico del vento risulta dimensionante rispetto a quello da sisma.

Le “Norme Tecniche per le Costruzioni” stabiliscono valori e criteri per carichi permanenti, carichi d'esercizio, sovraccarico neve e azioni termiche e sismiche.

Le verifiche delle strutture di sostegno di impianti fotovoltaici vanno effettuate combinando le precedenti condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata.

Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

- vento ribaltante + peso moduli e strutture;
- vento stabilizzante + neve + peso moduli e strutture.

In particolare, la prima combinazione sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento della struttura mentre la seconda combinazione verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio.

Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell'arte) mentre per le verifiche di resistenza sono da assumersi le resistenze di calcolo dei materiali.

Il manifestarsi di azioni corrosive di tipo galvanico è altamente improbabile.

I sostegni scelti consentono di disporre i moduli secondo l'angolo di tilt desiderato.

Per quanto riguarda il dimensionamento meccanico dei moduli fotovoltaici ognuno di essi è certificato per resistere a pressioni del vento dell'ordine di 2.400 Pascal ed a carichi neve di 5.400 Pascal, pressoché irraggiungibili nel sito in esame.

L'impiantistica elettrica è conforme agli standard richiesti dai provvedimenti ministeriali e dell'autorità per l'energia elettrica ed il gas.

L'impianto elettrico è stato concepito in modo che si formino degli opportuni sottocampi fotovoltaici con la massima tensione possibile in ingresso agli inverter (entro il campo di funzionamento dell'inverter) e la massima potenza possibile in ingresso ai trasformatori di tensione (a seconda della taglia scelta e della configurazione degli inverters di stringa che vi sono collegati).

Il presente progetto è finalizzato alla produzione di energia elettrica "verde", "pulita" e rispettosa dell'ambiente.

Infatti, in generale, l'impiego della tecnologia fotovoltaica presenta i seguenti vantaggi:

- la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti, sfruttando come fonte energetica l'irraggiamento solare, sorgente inesauribile, gratuita e ovunque disponibile, priva di qualsiasi controindicazione o competizione d'uso;
- la tecnologia di conversione fotovoltaica ha, in tutta la sua lunga fase di esercizio (durata maggiore di 25 anni), emissioni nulle di rumore e di inquinanti gassosi in genere (in particolare di CO₂) e quindi non pregiudica l'ambiente e la salute;
- l'impianto, immettendo l'elettricità prodotta nella rete di distribuzione, contribuisce al soddisfacimento dei fabbisogni energetici nazionali mediante lo sfruttamento di una risorsa

naturale e rinnovabile, concorrendo alla riduzione dell'uso di fonti fossili, alla riduzione delle emissioni di gas serra nonché alla sicurezza del fabbisogno energetico nazionale;

- soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. impatto visivo).

Si riporta di seguito la sequenza logica del lay – out dell'impianto,

1. le stringhe saranno realizzate collegando 26 moduli in serie, per poter raggiungere un livello di tensione per ogni singola stringa sufficientemente elevato, senza per questo uscire dalla finestra di tensione massima e minima consentite dall'inverter di stringa;
2. le stringhe convergono, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, in cui sono presenti i sezionatori DC (uno per ogni MPPT), muniti di indicatore led e telesegnalazione dello stato.

La caratteristica peculiare degli inverters di stringa scelti è data dalla possibilità di eliminare i quadri di parallelo stringhe (il parallelo avviene nell'inverter: minori costi e minori perdite) e di sovraccaricare fino al 30% la potenza in ingresso rispetto a quella in uscita, in considerazione del fatto che l'energia trasferita all'inverter dal singolo modulo fotovoltaico quasi mai coincide con quella di picco.

In derivazione troviamo gli scaricatori di sovratensione per la protezione da scariche dirette ed indirette muniti di contatto di telesegnalazione. Il cavo in uscita dall'inverter di stringa è sezionato tramite un sezionatore sottocarico (il quale, sarà essere munito di contatto di telesegnalazione di stato aperto/chiuso). Davanti ad ogni quadro di parallelo stringhe trova posto il pozzetto di derivazione a cui arriva il corrugato per il passaggio cavi. Dal pozzetto al quadro si prevede di utilizzare una guaina termoplastica di sezione pari a quella del corrugato, opportunamente ancorata alla struttura metallica con entrata cavi nel quadro tramite opportuni pressacavi;

3. dagli inverters di stringa i cavi in uscita convergeranno alle cabine di sottocampo (stazioni di trasformazione) in cui trovano posto i trasformatori ad essi associati. L'uscita in media tensione del trasformatore è collegata ad un sezionatore (già preassemblato con la rispettiva carpenteria) la cui uscita convergerà alla cabina di consegna. Nelle cabine di sottocampo è prevista altresì la presenza di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione in bassa tensione dei servizi ausiliari; saranno presenti anche prese elettriche per la fornitura nelle cabine di sottocampo di forza elettromotrice;

4. i cavi M.T. uscenti dalle cabine di sottocampo convergono alla cabina di consegna e, da questa, alla stazione utente 150/30 kV; la cabina di consegna contiene più sezionatori M.T. sottocarico (pre - assemblati con la rispettiva carpenteria) nei quali viene eseguito il parallelo tra i cavi M.T. uscenti dalle cabine di sottocampo.

1.3. Cronoprogramma delle fasi attuative

Si riporta di seguito il cronoprogramma indicativo dei tempi necessari all'entrata in esercizio dell'impianto, desunto dalle prescrizioni normative relativamente al rilascio delle autorizzazioni necessarie; dal Codice di Rete TERNA relativamente alla realizzazione delle opere R.T.N. necessarie alla connessione e dalla organizzazione aziendale relativamente alla realizzazione delle opere e degli impianti di pertinenza della committenza.

La tempistica prevista potrà subire variazioni in funzione del verificarsi di eventi non prevedibili (ritardo nel rilascio delle autorizzazioni; difficoltà nell'approvvigionamento dei materiali; ritardi nell'esecuzione delle opere di pertinenza di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. e di TERNA S.p.A.).

- Ottenimento dell'Autorizzazione Unica Regionale: 180 gg;
- Sottoscrizione di atti d'impegno, convenzioni, polizze fidejussorie e contratti di fornitura: 90 gg;
- Operazioni preliminari: 10 gg;
 - o Rilievo e quote;
 - o Realizzazione recinzioni perimetrali;
 - o Predisposizione fornitura acqua ed energia;
 - o Direzione approntamento cantiere;
 - o Delimitazione area di cantiere e segnaletica;
- Opere civili: 120 gg;
 - o Opere di apprestamento terreno;
 - o Realizzazione viabilità interna al rustico;
 - o Realizzazione scavi per alloggiamento cavidotti interrati;
 - o Realizzazione basamenti cabine;
 - o Posa prefabbricati per alloggiamento gruppo di conversione cabina;
- Opere elettromeccaniche: 180 gg;

- Montaggio strutture metalliche;
- Montaggio moduli fotovoltaici;
- Posa cavidotti M.T. e pozzetti;
- Posa cavi M.T. / terminazioni cavi;
- Posa cavi B.T. in CC / AC;
- Cablaggio stringhe;
- Installazione inverters;
- Collegamenti elettrici in CC ed in CA agli inverters;
- Installazione trasformatori M.T./B.T.;
- Installazione quadri di media tensione;
- Lavori di collegamento;
- Collegamento alternata;
- Montaggio sistema di monitoraggio;
- Montaggio sistema di videosorveglianza;
- Realizzazione viabilità interna al finito: 30 gg;
- Collaudi: 15 gg;
 - Collaudo cablaggi;
 - Collaudo quadri;
 - Collaudo inverter;
 - Collaudo sistema montaggio;
- Opere di ripristino e mitigazione ambientale: 15 gg;
- Fine lavori e collaudo finale: 2 gg;
- Connessione in rete; 30 gg;
- Dichiarazione di entrata in esercizio al GSE: 2 gg.

1.4. Indicazioni operative relative all'impianto

L'impianto in esercizio sarà monitorato e mantenuto da personale qualificato che potrà accedere al sito solo previa autorizzazione del soggetto responsabile o di altra figura delegata per la supervisione e gestione del medesimo.

Si prevede che l'accesso all'impianto possa avere cadenza mensile in modo che vi sia una ispezione visiva del corretto funzionamento e della assenza di allarmi dei sistemi di monitoraggio della produzione energetica.

La pulizia della superficie captante avrà cadenza trimestrale durante la quale l'impianto verrà scollegato dalla rete e messo in condizione di sicurezza per la manutenzione.

Il quadro generale dell'impianto sarà posizionato in un opportuno vano tecnico e munito di interruttore generale.

2. RELAZIONE TECNICA

2.1. Dati di carattere generale

Il soggetto responsabile nonché committente del presente elaborato è il Sig. JOERG MENYESCH, Legale Rappresentante della Società “SAN GIORGIO JONICO S.R.L.”, con sede in BOLZANO (BZ) in Piazza Walther von Vogelweide n.8; p.e.c.: sangiorgiojonico@pec.it.

2.2. Dati relativi al sito

Il sito ricade nel foglio 494 della cartografia I.G.M. al 50.000, ovvero parte nell'elemento 494093 e parte nell'elemento 494094 della cartografia I.G.M. al 5.000, tra le coordinate Est 698760 ÷ 700619 e tra le coordinate Nord 4482155 ÷ 4483700 riferite al sistema di riferimento UTM WGS84 33N - ETRS89.

In catasto i terreni in esame sono censiti al N.C.T. del Comune di San Giorgio Jonico al Foglio di Mappa n. 4, particelle nn. 705, 706, 708, 710, 711, 712, 714, 717, 718, 720, 721, 722, 723, 725 e 726 per una superficie catastale complessiva di Ha 115.02.93.

Sebbene tutte le particelle risultassero coltivate ad uliveto, solo una piccola porzione delle particella 714 lo era nelle realtà, per circa 4.30 Ha.

La successiva trasformazione del fondo ha reso coltivabili a seminativo circa 80 Ha, mentre la restante porzione del fondo risulta incolta anche per il sopravvenuto P.P.T.R. che ne ha vincolato l'uso a “Prati e pascoli naturali”.

A causa del vincolo imposto dal P.P.T.R. non saranno installati moduli fotovoltaici né sarà coltivato grano sulle particelle o porzioni di particelle interessate; pertanto l'area occupata dai pannelli e dalla coltivazione di grano sarà complessivamente pari a circa 80,00 Ha, intendendosi comprese in dette superfici anche le aree necessarie per la realizzazione della viabilità interna, delle stazioni di conversione dell'energia, della cabina utente e della cabina di consegna per la connessione, nonché tutti i vincoli di distanza, a vario titolo, previsti dalla normativa e dai regolamenti vigenti.

Le restanti superfici, compatibilmente con gli Obiettivi di Qualità e con le Normative d'Uso del P.P.T.R., saranno utilizzate per la realizzazione di misure di mitigazione e compensazione ambientale.

Urbanisticamente il sito ricade in Zona Omogenea “E” – Agricola del vigente strumento urbanistico del Comune di San Giorgio Jonico, in località “SERRO”, destinazione compatibile *ex lege* (D.Lgs. 387/2003) con l’intervento proposto.

L’area è pressoché pianeggiante, con quote s.l.m. variabili tra i 22m ed i 60m, e con pendenze variabili tra lo 0% ed il 2%.

La principale via di comunicazione nell’intorno dell’area è rappresentata dalla S.S. 7 dalla quale la si raggiunge percorrendo per circa 1,0 Km la strada vicinale “San Giovanni”.

2.3. Dati di progetto relativi alle influenze esterne

Si raccolgono di seguito in modo gabellare i dati relativi alle influenze esterne.

N.	Descrittore	Valore	Note
1	Temperatura: Minima all’aperto: Massima all’aperto:	-6,7°C +40,4°C	Dati rilevati dalla stazione meteo di San Giorgio Jonico dal 1956 al 2003
2	Formazione di condensa	Sì	
3	Altezza s.l.m.	60m	Quota massima del sito di installazione
4	Coordinate Nord U.T.M.	4482414 ÷ 4483700	Coordinate del del sito di installazione
5	Coordinate Est U.T.M.	698760 ÷ 700619	Coordinate del sito di installazione
6	Presenza corpi estranei: Presenza di polvere:	No Sì	
7	Presenza di liquidi Tipo di liquido: -Possibilità di presenza: -Possibilità di stillicidio: -Esposizione alla pioggia: -Esposizione agli spruzzi: -Possibilità getti d’acqua:	Acqua Trascurabile NO SI NO Solo per manutenzione	Dati con riferimento alla posizione delle apparecchiature elettriche in generale
8	Condizioni del terreno -Carico specifico minimo ammesso (Pa): -Livello della falda profonda (m s.l.m.):	Da 1,2 a 6,0 Kg/cmq 4m	
9	Dati relativi al vento		

	-Direzione prevalente: -Zona climatica: -Rugosità terreno: -Categoria di esposizione:	N/E; N/W; S/W 3 D II	
10	Carico neve -Zona di appartenenza:	Secondo normative 3	
11	Effetti sismici	Categoria 4	
12	Condizioni ambientali speciali	NO	

2.4. Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

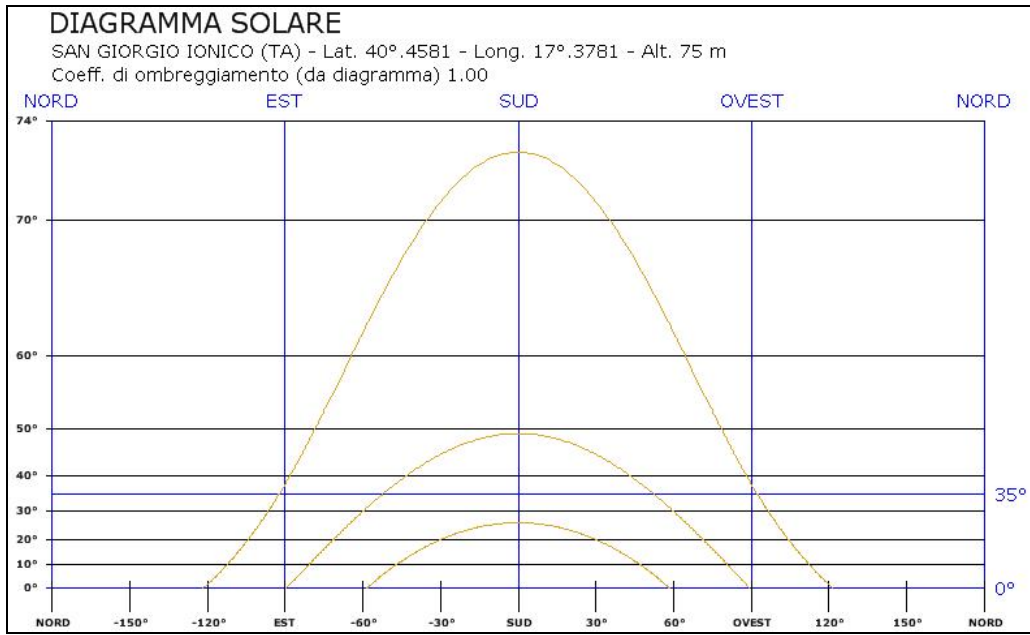
Si riepilogano i dati di progetto principali che hanno risvolti sull'impianto fotovoltaico.

N.	Descrittore	Valore	Note
1	Caratteristiche area di installazione impianto	Terreno: -Pendenza: 0 ÷3%; -Superficie utilizzabile: 115 Ha circa;	
2	Posizione del campo fotovoltaico	Orientamento trackers secondo asse Nord - Sud	

2.5. Dati di rilievo clinometrico

Gli elementi presenti attorno al sito non creano ombreggiamenti sensibili: questo è stato verificato anche con verifiche in campagna.

Si riportano, pertanto, i percorsi solari estremi, in cui la curva più alta rappresenta il percorso del sole al solstizio d'estate (21 giugno); quella intermedia il percorso del sole all'equinozio di primavera (21 marzo); quella più bassa il percorso del sole al solstizio d'inverno (21 dicembre).



3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

3.1. Definizioni

- impianto o sistema fotovoltaico: è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico: è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali;
- energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- condizioni nominali: sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CB EN 60904-1;
- punto di connessione: è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;
- data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico: è la data, comunicata dal soggetto responsabile al gestore di rete e al soggetto attuatore, da cui decorre il riconoscimento delle tariffe incentivanti;
- soggetto responsabile: è il soggetto responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto che ha diritto a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti;

3.2. Descrizione generale

L'impianto fotovoltaico da 73.651,50 kWp di potenza nominale verrà realizzato con 163.670 moduli fotovoltaici da 450 Wp.

Per garantire la massima efficienza del sistema, i trackers sono stati posizionati con un angolo di azimuth rispetto al sud pari a 0°.

Il range di tracking, pari a 120° ($\pm 60^\circ$), rappresenta, alla latitudine del sito, il migliore orientamento possibile.

La distanza tra gli assi dei trackers, pari ad 8,00 metri, è stata determinata in funzione degli ingombri massimi dei moduli fotovoltaici su di essi montati e degli algoritmi di tracking utilizzati, e garantisce la quasi totale assenza di ombreggiamento reciproco.

I trackers si presentano, inoltre, disposti tutti allo stesso passo e con identici azimuth, eliminando così il “fastidio” visivo che si avrebbe con una disposizione meno regolare.

La distanza fra i filari è stata calcolata in modo da non dar luogo a fenomeni di ombreggiamento, sia quelli dovuti alle condizioni al contorno sia quelli dovuti al mutuo ombreggiamento delle stringhe, tenendo presente che una corretta spaziatura delle file non accetta ombre su alcun punto dei moduli tra le ore centrali della giornata (10:00 ÷ 14:00).

I principali dati relativi alla parte di impianto che capta l’energia solare sono:

- potenza del modulo fotovoltaico (P_{mod}):	450 Wp;
- numero moduli per stringa (n_1):	26;
- numero stringhe per inverter (n_2):	19 o 20;
- numero inverters (n_3):	325;
- numero totale moduli fotovoltaici (n_4):	163.670;
- Potenza totale impianto ($P_{tot} = P_{mod} * n_4$):	73651,15 KWp

3.3. Strutture di sostegno

Per il fissaggio dei moduli fotovoltaici è stata scelta una struttura metallica sostenuta da pali infissi nel terreno, in cui i moduli risulteranno fissati a profili trasversali in file di 2 disposte in verticale.

Le dimensioni principali di tali strutture sono di seguito riepilogate:

- dimensioni moduli fotovoltaici:	(2.098 * 1.046 * 40) mm;
- numero moduli per stringa:	13 * 2 = 26;
- larghezza minima struttura (1 stringa):	14.080 mm;
- larghezza massima struttura (3 stringhe):	41.900 mm;
- lunghezza struttura (lungo piano di giacitura, incluso modulo):	4.214 mm;
- altezza massima fuori terra struttura (rot. $\pm 60^\circ$):	4.169 mm;
- altezza minima fuori terra struttura:	500 mm;
- distanza minima strutture:	300 mm;
- angolo di tilt struttura:	$\pm 60^\circ$;

- interasse trackers (pitch): 8.000 mm.

3.4. Impiantistica elettrica

L'impianto si compone di 15 sottocampi fotovoltaici, dei quali uno di potenza nominale pari a 4.761,90 kW; uno di potenza nominale pari a 5.148,00 kW; dieci di potenza nominale pari a 4.972,50 kW; due di potenza nominale pari a 4.984,20 kW ed uno di potenza nominale pari a 4.048,20 kW; per una potenza nominale totale installata pari a 73.651,50 kW (73,6515 MWp).

Al sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW faranno capo 10.582 moduli fotovoltaici, collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 407, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 21, a formare così il sottocampo.

Al sottocampo con potenza di picco pari a 5.148,00 kW faranno invece capo 11.440 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 440, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.972,50 kW faranno invece capo 11.050 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 425 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.984,20 kW faranno invece capo 11.076 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 426 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

Infine, al sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW faranno invece capo 8.996 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 346, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 18.

Gli inverters di stringa, tutti con potenza massima in uscita pari a 185 kW in C.A., afferiranno ad una cabina di trasformazione dell'energia da bassa tensione ad 800 V a media tensione a 30.000 V.

In particolare, gli inverters del sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW, afferiranno in numero di 21 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA; gli inverters del sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW, afferiranno in numero

di 18 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 3330,00 kVA; gli inverter di tutti gli altri sottocampi afferriranno, in numero di 22 ciascuno, ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA.

Il numero di stringhe scelto per l'accoppiamento con l'inverter cui esse fanno capo è tale da ottimizzare l'accoppiamento moduli/inverter, tenendo conto che si è in grado di sovraccaricare fino al 30% la potenza in ingresso rispetto a quella in uscita, in considerazione del fatto che l'energia trasferita all'inverter dal singolo modulo fotovoltaico quasi mai coincide con quella di picco.

Ad ogni MPPT possono essere collegate 2 stringhe ed ogni MPPT è provvisto di un sezionatore DC e di uno scaricatore di sovratensione.

Dopo la conversione CC/CA e l'innalzamento di tensione da 0,8 kV a 30 kV, si avranno dei quadri di parallelo, disposti nella cabina di consegna, che realizzano il parallelo tra i singoli sottocampi di cui è costituito l'impianto.

Da qui partiranno i cavi interrati di media tensione (cinque terne) che, percorrendo la via pubblica, raggiungeranno la stazione utente di trasformazione 150/30 kV, dove avverrà l'innalzamento di tensione necessaria alla connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

Dalla stazione utente partirà una terna di cavi interrati in alta tensione (150 kV) che, dopo un breve percorso (circa 120 metri), raggiungerà infine il nuovo stallo in Cabina Primaria, come da S.T.M.G.

Sarà previsto un numero di pozzetti di ispezione, sia all'interno che all'esterno dell'impianto di produzione, adeguato al percorso dei cavidotti.

I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo; in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione e comunque ad una interdistanza non superiore a 25 m.

La profondità di interrimento, le protezioni meccaniche, le segnalazioni saranno effettuate con rispetto della normativa propria.

Tutti i locali tecnici saranno costituiti da prefabbricati in calcestruzzo armato, costruito secondo le normative vigenti e corredato da tutti gli accorgimenti necessari per garantirne la sicurezza e la rispondenza alla normativa.

Sarà predisposta una fornitura di energia elettrica in bassa tensione per garantire le funzioni di illuminazione e di forza motrice eventualmente necessarie.

I locali per l'allaccio alla rete Elettrica Nazionale saranno predisposti secondo le disposizioni e le direttive in vigore dettate da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

3.5. Componenti dell'impianto

3.5.1. Moduli fotovoltaici

I moduli utilizzati per la realizzazione del progetto sono del tipo in silicio monocristallino, formati da 72 celle solari ad alte prestazioni e caratterizzati da una potenza nominale $P_{max} = 450W_p$; il modulo tipo è rappresentato dal modello WH144-P450 della ditta SOLARWIT.

I moduli saranno realizzati in esecuzione a doppio isolamento (classe II), completi di cornice in alluminio anodizzato e cassetta di giunzione elettrica IP67, realizzata con materiale resistente alle alte temperature ed isolante, con diodi di by - pass, alloggiata nella zona posteriore del pannello.

I moduli sono conformi a quanto specificato dalle vigenti norme IEC 61215, IEC 61730; UL 1703.

La garanzia di prodotto dei moduli, rilasciata dal produttore contro difetti di fabbricazione e di materiale che possano impedirne il regolare funzionamento, a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione, coprirà 12 anni, decorrenti dalla data di fornitura dei moduli fotovoltaici.

La garanzia di prestazioni garantisce che la potenza erogata dal modulo, misurata alle condizioni di prova standard, non sarà inferiore al 95,5% della potenza minima del modulo (indicata dal costruttore all'atto dell'acquisto nel foglio dati del modulo stesso) per almeno 5 anni; al 92% per almeno 12 anni; allo 89% per almeno 18 anni ed allo 85,5% per almeno 25 anni.

Le celle sono inglobate tra due fogli di E.V.A. (Etilvinile Acetato), laminati sottovuoto e ad alta temperatura.

La protezione frontale pannello è costituita da un vetro a basso contenuto di sali ferrosi, temprato per poter resistere senza danno ad urti e grandine; la protezione posteriore del modulo consente la massima resistenza agli agenti atmosferici ed ai raggi ultravioletti.

La tipologia di pannello scelto garantisce prestazioni elettriche ed affidabilità di funzionamento essendo di tecnologia ampiamente collaudata.

L'efficienza è pari al 20,5%.

3.5.2. Inverters di stringa

Il generatore fotovoltaico si compone di 163.670 moduli, suddivisi in 6.295 stringhe, collegate a gruppi di 19 o 20 agli inverters di stringa.

In funzione delle condizioni di insolazione gli inverter riceveranno in ingresso l'energia prodotta dai moduli individuando istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica I-V del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle (MPPT).

Gli inverter di stringa svolgeranno anche le seguenti funzioni:

- connessione in parallelo delle stringhe CC;
- ospitare i dispositivi di protezione;
- ospitare i dispositivi di controllo delle stringhe.

Gli inverter di stringa saranno forniti dalla ABB, saranno disposti in posizione rialzata dal terreno sulla stessa struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici, protetti dall'aggressione degli agenti atmosferici e saranno costituiti da un armadietto in vetroresina avente grado di protezione IP65, autoestingente e resistente ai raggi UV, alla corrosione ed alle atmosfere saline, dotato di elementi componibili preforati o chiusi, barrature di sostegno per le apparecchiature, sportello cieco provvisto di serratura con chiave, pannelli e guarnizioni di tenuta.

Il quadro sarà completo di tutte le apparecchiature di protezione, comando e controllo.

Tra le apparecchiature che costituiranno gli inverter ci saranno:

- sezionatore automatico CC;
- sezionatore generale;
- scaricatori di sovratensione;
- controllo stringhe.

Gli ingressi e le uscite dei cavi di cablaggio dal quadro saranno realizzate nella base inferiore con fori adatti ai raccordi o ai passacavi che saranno scelti di diametro compatibile con il diametro esterno dei cavi di cablaggio.

Nella parte bassa del quadro saranno posizionate le morsettiere e gli scaricatori di sovratensione.

3.5.3. Strutture di sostegno

Per il fissaggio dei moduli fotovoltaici è stata scelta una struttura metallica sostenuta da pali infissi nel terreno, in cui i moduli risulteranno fissati a profili trasversali in file di 2 disposte in verticale.

Il materiale impiegato per le strutture sarà l'acciaio inox o l'acciaio zincato a caldo.

Le strutture di sostegno saranno tali da resistere alle sollecitazioni di carico di Normativa e verificate combinando le condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata.

Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

- vento ribaltante + peso moduli e strutture;
- vento stabilizzante + neve + peso moduli e strutture.

In particolare, la prima combinazione sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento della struttura mentre la seconda combinazione verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio.

Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell'arte) mentre per le verifiche di resistenza sono da assumersi le resistenze di calcolo dei materiali.

I sostegni scelti sono elementi tubolari piegati a freddo (profili ad omega) che consentono di disporre i moduli secondo la giacitura desiderata.

Tali strutture si compongono di due parti principali:

- l'insieme dei profili a cui i moduli sono direttamente imbullonati, chiamato telaio portamoduli;
- la struttura che si interfaccia con il terreno che viene chiamato castello.

Ogni struttura portante metallica sarà collegata all'impianto di terra con un conduttore costituito da una treccia in rame nudo di sezione 35 mmq.

3.5.4. Centrali di conversione

Gli inverter di stringa saranno collegati tramite cavi B.T. in corrente alternata trifase alle centrali di conversione (o trasformazione) dell'energia B.T./M.T.

Per le centrali di conversione B.T./M.T., la scelta è ricaduta sulle “ABB medium voltage compact skid PVS-175-MVCS”, che rappresentano la soluzione migliore possibile per l'accoppiabilità con gli inverter di stringa scelti.

La centrale arriva in cantiere preassemblata e precablata, completa dei piccoli box per il contenimento delle apparecchiature riducendo enormemente i tempi ed i costi per la posa in opera e la messa in esercizio.

Una delle caratteristiche fondamentali delle centrali di conversione prescelte è la possibilità di personalizzare il trasformatore di tensione: la scelta operata è stata quella di avere un trasformatore 800/30.000V.

In tal modo sarà ridotta notevolmente la sezione dei cavi di collegamento con la realizzanda stazione utente, il che implicherà anche la riduzione di scavi e movimenti terra.

La centrale è fornita anche di trasformatore ausiliario 800/400-230V.

Ogni PVS-175-MVCS (taglia 4.070 o 3.330 KVA) svolgerà le seguenti funzioni:

- collegamento alle stringhe del campo fotovoltaico tramite gli inverter di stringa;
- conversione della corrente alternata trifase da 0,80 kV a 30 kV;
- alloggiamento dei dispositivi di protezione e comando;
- alimentazione dei servizi ausiliari, anche con alimentazione di sicurezza mediante gruppi di continuità (UPS).

Altamente innovative, compatte e ad alte prestazioni, gli PVS-175-MVCS sono adatti per l'uso in impianti fotovoltaici di grande taglia.

Essi raggiungono un'efficienza europea del 97,4%.

La classe di protezione IP54 li rende adatti per condizioni operative severe.

3.5.5. Quadro di potenza

Il quadro di potenza è realizzato in vetroresina con opportuno grado di protezione IP.

All'interno del quadro trovano ampio alloggiamento i sezionatori AC e l'interruttore di tipo magnetotermico.

3.5.6. Canalizzazioni e cavi

3.5.6.1. Canalizzazioni

La posa dei cavi elettrici costituenti l'impianto in oggetto è stata prevista in canalizzazioni distinte per quanto riguarda le seguenti tipologie di circuiti:

- energia elettrica prodotta in CC;
- energia elettrica prodotta e trasportata in AC 0,8 kV B.T.;
- energia elettrica prodotta e trasportata in AC 30 kV M.T.;
- trasmissione dati;
- segnali e comandi;
- impianto allarme.

I percorsi delle canalizzazioni sono riportati negli Elaborati Grafici nn 8 ÷ 12.

I conduttori saranno essere posati per l'esecuzione in esterno in tubazioni rigide a norme EN 50086-2-1 e in tubazioni flessibili a norme EN 50086-2-3, in canali in metallo a norme C.E.I. 23-31, in canali in materiale plastico a norme C.E.I. 23-32 e nei canali in materiale plastico del sistema multifunzionale a norme C.E.I. 23-19 e 23-32, per la posa in interrato in cavidotti a norme EN 50086-2-4.

Per prevedere la sfilabilità dei cavi, per i tubi il diametro interno deve essere almeno 1,30 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi.

Per i canali e le passerelle a sezione diversa dalla circolare il rapporto tra la sezione stessa e l'area della sezione netta occupata dai cavi non deve essere inferiore a 2.

Sopra le canalizzazioni interrate saranno disposti dei nastri monitori indicanti la presenza di condutture elettriche.

Sul percorso delle tubazioni saranno previsti dei pozzetti di connessione ed ispezione; quelli posti sui percorsi accessibili agli automezzi saranno provvisti di telaio e di coperchio di tipo carrabile in ghisa.

Il tracciato del cavidotto in M.T. che collega l'impianto alla stazione utente M.T./A.T. è stato studiato in modo da correre lungo la viabilità pubblica, evitando per quanto possibile l'attraversamento di fondi privati.

3.5.6.2. Cavi elettrici

Negli impianti saranno impiegati cavi aventi caratteristiche rispondenti alle specifiche richieste dalle condizioni di posa.

La scelta delle sezioni dei cavi sarà effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle C.E.I.-UNEL); alle condizioni di posa e di temperatura; al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (date le caratteristiche dell'impianto anche in termini di distanza degli inverter di stringa da moduli fotovoltaici e centrali di trasformazione, è questo il criterio che risulta dimensionante); alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme C.E.I. 64-8.

La portata delle condutture sarà commisurata alla potenza totale che si prevede di installare.

Nei circuiti trifase i conduttori di neutro potranno avere sezione inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase, con il minimo di 16mmq, purché il carico sia sostanzialmente equilibrato ed il conduttore di neutro sia protetto per un cortocircuito in fondo alla linea; in tutti gli altri casi al conduttore di neutro verrà data la stessa sezione dei conduttori di fase.

La sezione del conduttore di protezione non sarà inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

dove:

- S_p = sezione del conduttore di protezione (mmq);
- I = valore efficace della corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa (A);
- T = tempo di interruzione del dispositivo di protezione (s);
- K = fattore il cui valore per i casi più comuni è dato nelle tabelle VI, VII, VIII e IX delle norme C.E.I. 64-8 e che per gli altri casi può essere calcolato come indicato nell'Appendice H delle stesse norme.

La sezione dei conduttori di protezione può essere anche determinata facendo riferimento alla seguente tabella:

$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

dove:

- S = sezione dei conduttori di fase dell'impianto (mmq);
- S_p = sezione minima del corrispondente conduttore di protezione (mmq).

In questo caso non è in generale necessaria la verifica attraverso l'applicazione della formula precedente.

Se dall'applicazione della tabella risultasse una sezione non unificata, sarà adottata la sezione unificata immediatamente superiore al valore calcolato.

Quando un unico conduttore di protezione deve servire più circuiti utilizzatori, la tabella si applica con riferimento al conduttore di fase di sezione più elevata.

I valori della tabella precedente sono validi soltanto se il conduttore di protezione è costituito dello stesso materiale del conduttore di fase.

In caso contrario, la sezione del conduttore di protezione sarà determinata in modo da avere conduttanza equivalente.

Se i conduttori di protezione non fanno parte della stessa conduttura dei conduttori di fase la loro sezione non sarà inferiore a 6 mmq.

I cavi unipolari e le anime dei cavi multipolari saranno contraddistinti mediante le seguenti colorazioni:

- nero, grigio e marrone (conduttori di fase);
- blu chiaro (conduttore di neutro);
- bicolore giallo-verde (conduttori di terra, di protezione o equipotenziali).

La rilevazione delle sovracorrenti è stata prevista per tutti i conduttori di fase.

In ogni caso il conduttore di neutro non verrà mai interrotto prima del conduttore di fase o richiuso dopo la chiusura dello stesso.

Nella scelta e nella installazione dei cavi si è tenuto presente quanto segue:

- per i circuiti a tensione nominale 30 kV i cavi avranno tensione nominale non inferiore a 30 kV;
- per i circuiti a tensione nominale non superiore a 1.000V i cavi avranno tensione nominale non inferiore a 0,6/1 kV;

- per i circuiti a tensione nominale non superiore a 230/400 V i cavi avranno tensione nominale non inferiore a 450/750 V;
- per i circuiti di segnalazione e di comando è ammesso l'impiego di cavi con tensione nominale non inferiore a 300/500 V, qualora posti in canalizzazioni distinte dai circuiti con tensioni superiori.

Le condutture non saranno causa di innesco o di propagazione d'incendio: saranno usati cavi, tubi protettivi e canali aventi caratteristiche di non propagazione della fiamma nelle condizioni di posa.

Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi infilati nella stessa canalizzazione, cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte; qualora facessero capo alle stesse scatole, queste avranno diaframmi divisorii.

I cavi che seguono lo stesso percorso ed in special modo quelli posati nelle stesse tubazioni, verranno chiaramente contraddistinti mediante opportuni contrassegni applicati alle estremità.

Il collegamento dei cavi in partenza dai quadri e le derivazioni degli stessi cavi all'interno delle cassette di derivazione saranno effettuate mediante appositi morsetti.

I cavi non trasmetteranno nessuna sollecitazione meccanica ai morsetti delle cassette, delle scatole, delle prese a spina, degli interruttori e degli apparecchi utilizzatori.

I terminali dei cavi da inserire nei morsetti e nelle apparecchiature in genere, saranno muniti di capicorda oppure saranno stagnati.

I cavi saranno sempre protetti contro la possibilità di danneggiamenti meccanici fino ad un'altezza di 2,5 m dal pavimento.

Per la distribuzione lato CC saranno impiegati i seguenti tipi di conduttori:

- tipo H+S RADOX SMART da 4 mmq per la connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici, a formare le stringhe fotovoltaiche; il cavo sarà del tipo unipolare, chiaramente identificato con colorazione della guaina del positivo con "rosso" e del negativo con "nero";
- tipo ECOsun o Tecsun della PRYSMIAN, per la connessione tra le stringhe fotovoltaiche nel quadro di parallelo stringhe, con sezione del cavo di 4 mmq o di 6 mmq, a seconda della distanza della stringa dal quadro; il cavo sarà del tipo unipolare, chiaramente identificato con colorazione della guaina del positivo con "rosso" e del negativo con "nero";

- tipo ECOsun o Tecsun della PRYSMIAN, per la connessione tra le stringhe fotovoltaiche nel quadro di parallelo stringhe, con sezione del cavo di 50 mmq, 95 mmq o di 150 mmq, a seconda della distanza della stringa dal quadro; il cavo sarà del tipo unipolare.

In generale i cavi lato CC avranno la seguente designazione: FG21M21; saranno cioè cavi con conduttore flessibile in rame stagnato secondo C.E.I. 20 - 29 Classe 5, con isolante in mescola elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica del tipo HEPR - tipo G21, con guaina in mescola elastomerica reticolata senza alogeni a base EVA tipo M21.

Per la distribuzione lato AC in B.T. (400/220 V) saranno impiegati i seguenti tipi di conduttori:

- cavi uni/multipolari in rame a doppio isolamento, posati tubazioni corrugate in PVC serie pesante, provvisti di IMQ, con caratteristiche di non propagazione dell'incendio secondo le Norme C.E.I. 20-22, tipo FG7(O)R 0,6/1 kV (isolante in EPR);
- cavi unipolari in rame a semplice isolamento, posati entro tubazioni in PVC incassate o in vista, provvisti di IMQ, con caratteristiche di non propagazione dell'incendio secondo le Norme C.E.I. 20-22, tipo NO7V-K (isolante in PVC).

Inoltre i cavi saranno a norma C.E.I. 20-13, C.E.I.20-22 II e C.E.I. 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio);
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio);
- Conduttore di fase: grigio / marrone.

Per la distribuzione in M.T. saranno utilizzati cavi unipolari di marca PRYSMIAN del tipo ad elica visibile in alluminio isolato.

La sezione dei cavi sarà di 185 mmq o 240 mmq, e la loro designazione sarà RG7H1R.

Nei servizi e nei locali tecnologici saranno installate cassette di derivazione in silumin e/o in materiale plastico autoestinguente (in accordo alla tipologia delle canalizzazioni installate) aventi sempre grado di protezione non inferiore a IP55.

Negli altri ambienti le cassette di derivazione saranno tutte in materiale plastico autoestinguente con grado di protezione non inferiore a IP55 (se esterne) o a IP40 (se incassate).

Le sezioni dei conduttori saranno dimensionate in modo che la caduta di potenziale venga contenuta entro il 0,5% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione e del 2% sino al quadro generale.

Per la posa interrata:

- i cavi B.T. saranno posati in tubazioni protettive con resistenza meccanica allo schiacciamento 750 N, con profondità minima 1 m;
- i cavi M.T. saranno posati in tubazioni protettive con resistenza meccanica allo schiacciamento 750 N, con profondità minima 1,2 m.

3.5.6.3. Connessioni e derivazioni

Tutte le derivazioni e le giunzioni dei cavi saranno effettuate entro apposite cassette di derivazione di caratteristiche congruenti al tipo di canalizzazione impiegata.

Nell'impianto saranno pertanto utilizzate:

- cassette da incasso in materiale isolante autoestinguente (resistente fino 650° alla prova a filo incandescente C.E.I. 23-19), con Marchio di Qualità, in esecuzione IP40, posate ad incasso nelle pareti;
- cassette da esterno in pressofusione di alluminio, con Marchio di Qualità, in esecuzione IP55, posate in vista a parete/soffitto.

Tutte le cassette disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'uso di attrezzo.

Per tutte le connessioni verranno impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati a 500 V.

Per quanto riguarda lo smistamento e l'ispezionabilità delle tubazioni interrate verranno impiegati pozzetti prefabbricati in cemento vibrato o (in casi particolari) in muratura di mattoni pieni o in cemento armato.

I chiusini saranno carrabili (ove previsto) e costituiti dai seguenti materiali:

- cemento, per aree verdi o comunque non soggette a traffico veicolare;
- ghisa classe D400, per strade carrabili.

I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo; in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione e comunque ad una interdistanza non superiore a 25 m.

3.5.6.4. Sistema di controllo e monitoraggio

Il sistema di controllo e monitoraggio permette, per mezzo di un computer ed un software dedicato, di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificarne la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (tensione, corrente, potenza etc..) di ciascun inverter.

3.5.7. Impianto di terra

Nella zona degli inverter di stringa in campo sarà costruito un collettore di terra, costituito da una barra di rame, a cui collegare:

- i conduttori di protezione delle masse (sezione di fase);
- gli equipotenziali principali EQP delle strutture metalliche di sostegno (Cu 35 mmq);
- il collegamento con il collettore in cabina con un conduttore cordato interrato (Cu 50 mmq).

L'impianto di terra sarà unico e costituito da una corda in rame nudo da 50 mmq, interrata a circa 0,5 m di profondità integrata da picchetti infissi nel terreno entro pozzetti ispezionabili.

Fanno parte integrante del sistema di dispersione le reti in acciaio annegate nel pavimento dei locali di trasformazione M.T./B.T. e di consegna, per rendere questi locali equipotenziali.

Ogni locale di trasformazione sarà dotata di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dai collettori delle zone box di distribuzione/parallelo;
- il conduttore di terra proveniente dei ferri di armatura;

- il centro-stella (neutri) del trasformatore;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- i conduttori destinati al collegamento dei chiusini dei cunicoli portacavi;
- il nodo di terra del Quadro Generale B.T.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto.

Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame.

L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme C.E.I. 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili;
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo - verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

3.5.8. Opere civili

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere civili:

- Opere di apprestamento terreno;
- Realizzazione viabilità interna al rustico;
- Realizzazione scavi per alloggiamento cavidotti interrati;
- Realizzazione basamenti cabine;
- Posa prefabbricati per alloggiamento gruppo di conversione cabina;
- Realizzazione viabilità interna al finito;
- Opere di ripristino e mitigazione ambientale.

4. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA

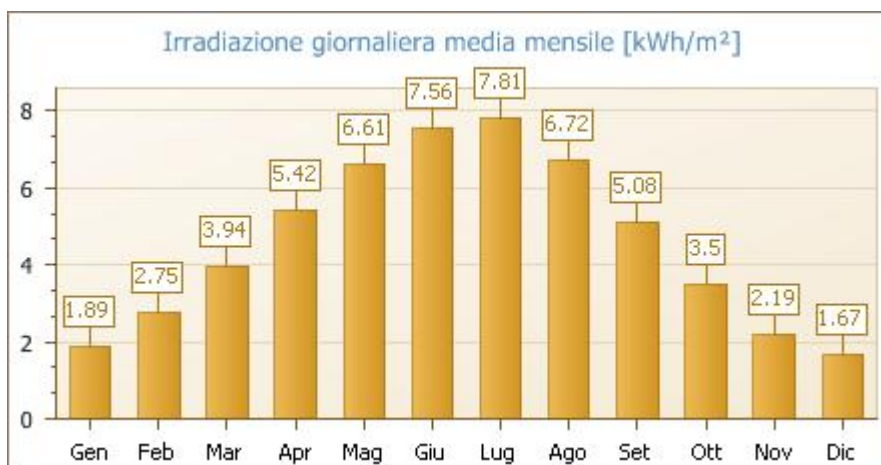
4.1. Stima della risorsa solare disponibile in sito e sul piano dei moduli

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati UNI 10349 relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SAN GIORGIO IONICO (TA) avente latitudine 40.4581°, longitudine 17.3781° e altitudine di 75 metri s.l.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.89	2.75	3.94	5.42	6.61	7.56	7.81	6.72	5.08	3.50	2.19	1.67

Fonte dati: UNI 10349



Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1.680,84 kWh/mq (Fonte dati: UNI 10349).

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è TARANTO avente latitudine 40.4728°, longitudine 17.2433° e altitudine di 15 m s.l.m.m.

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.80	9.90	14.20	19.50	23.80	27.20	28.10	24.20	18.30	12.60	7.90	6.00

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N. 2 è BRINDISI avente latitudine 40.6381°, longitudine 17.9453° e altitudine di 15 m s.l.m.m.

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.00	9.30	14.10	19.60	23.50	27.00	27.40	23.90	18.40	13.00	7.90	5.90

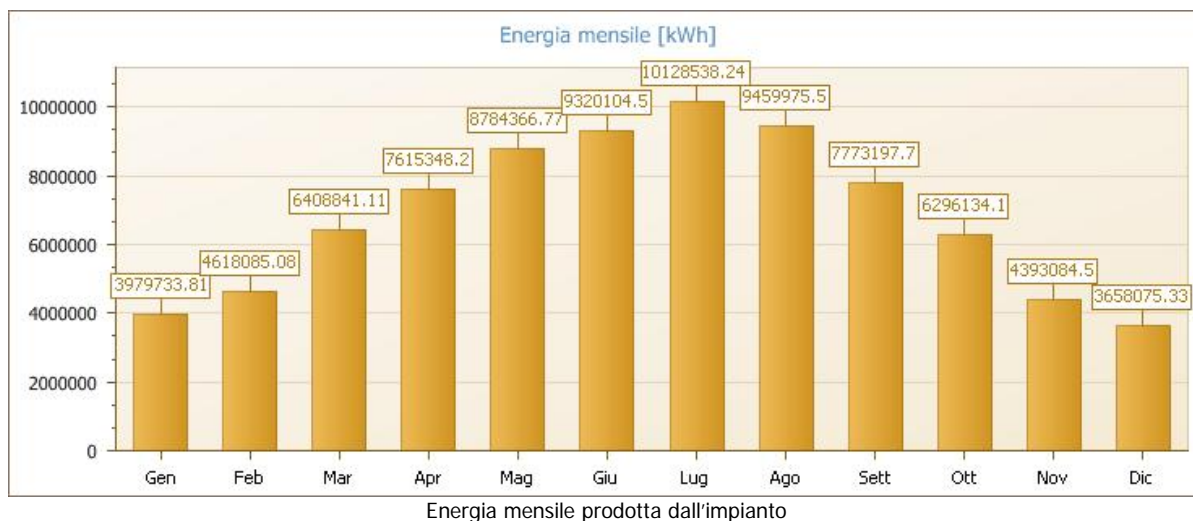
Fonte dati: UNI 10349

La superficie radiante totale dell'impianto sarà pari a 359.175,12 mq, derivanti dall'impiego di 163.670 moduli fotovoltaici delle dimensioni di 2,098 x 1,046 metri; la proiezione in pianta minima della superficie radiante è pari a 183.319,69 mq, considerando l'inclinazione dei moduli secondo un angolo di tilt pari a $\pm 60^\circ$.

Il rapporto tra superficie radiante e superficie totale disponibile (*Ground Ratio*, GR; cfr. § 5 della Relazione tecnica illustrativa generale) è pari al 32,65% mentre il rapporto tra la superficie occupata dalla coltivazione di grano e la superficie totale disponibile è pari al 29,33%.

Invece, il rapporto tra superficie radiante e superficie dedicata all'impianto è pari a circa il 45,58%, mentre il rapporto tra l'area occupata dal grano e la superficie dedicata all'impianto è pari a circa il 40,95%.

La producibilità annua attesa è pari a 126.827.833 kWh.



Tale stima dipende, oltre che dal tipo di modulo impiegato, da altri fattori quali:

- dalla disponibilità della fonte solare (irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale, in kWh/mq, del sito);
- dai fattori morfologici ed ambientali del sito (ombreggiamento e fattore di albedo).

4.2. Verifiche elettriche

Le caratteristiche ambientali e di irraggiamento del sito portano ai seguenti valori delle principali grandezze elettriche in gioco:

- tensioni nel punto di massima potenza (MPPT):
 - o $V_m (70^{\circ}\text{C})$: 905,20V;
 - o $V_m (-10^{\circ}\text{C})$: 1.228,90V;
- massima tensione lato CC (V_{oc} a -10°C): 1.446,80V;
- massima corrente lato CC (I_{sc} in c.c.): 228,84A;

I componenti elettrici sono stati dimensionati opportunamente al fine di potere funzionare correttamente con i parametri elettrici il cui valore è stato calcolato in via preliminare come sopra.

Di seguito sono riportate le verifiche previste dalle norme.

a. Tensioni MPPT:

- o $V_m (70^{\circ}\text{C}) \geq V_{mppt \min}$ → verifica positiva;
- o $V_m (-10^{\circ}\text{C}) \leq V_{mppt \max}$; → verifica positiva.

dove:

- $V_m (70^{\circ}\text{C})$ è la tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70°C , pari a 905,20V;
- $V_m (-10^{\circ}\text{C})$ è la tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10°C , pari a 1.228,90V;
- $V_{mppt \min}$ è il valore minimo della finestra di tensione utile dell'inverter per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza, pari a 850V;
- $V_{mppt \max}$ è il valore massimo della finestra di tensione utile dell'inverter per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza, pari a 1.350V.

b. Tensione massima:

- o $V_{oc} (-10^{\circ}\text{C}) \leq V_{dc \max}$ → verifica positiva;

dove:

- $V_{oc} (-10^{\circ}\text{C})$ è la tensione a circuito aperto, V_{oc} , a -10°C , pari a 1.446,80V;

- $V_{dc\ max}$ rappresenta il valore massimo della tensione a vuoto dell'inverter, pari a 1.500V.

c. Tensione massima del modulo:

$$\circ \quad V_{oc}(-10^{\circ}C) \leq V_{sistema} \quad \rightarrow \quad \text{verifica positiva;}$$

dove:

- $V_{oc}(-10^{\circ}C)$ è la tensione a circuito aperto, V_{oc} , a $-10^{\circ}C$, pari a pari a 1.446,80V;
- $V_{sistema}$ rappresenta il valore massimo della tensione del sistema in cui il singolo modulo è inserito, pari a 1.500V

d. Corrente massima:

$$\circ \quad I_{sc} \leq I_{inv\ max} \quad \rightarrow \quad \text{verifica positiva;}$$

dove:

- I_{sc} è la corrente massima di corto circuito a $70^{\circ}C$, pari a 228,84A;
- $I_{inv\ max}$ rappresenta il valore massimo della corrente di ingresso dell'inverter, pari a 264A.

e. Dimensionamento:

$$\circ \quad 0,70 \leq P_{inv} / P_{gen} \leq 1,30 \quad \rightarrow \quad \text{verifica positiva;}$$

dove:

- P_{inv} = potenza nominale in uscita dell'inverter, a $30^{\circ}C$, pari a 185kW;
- P_{gen} = potenza del generatore fotovoltaico, pari a 234kW.

Il rapporto P_{inv} / P_{gen} è pari a 0,9688.

4.3. Prove di accettazione in officina

Tutte le apparecchiature elettriche dovranno essere sottoposte a prove e collaudi in officina previsti dai Piani di Qualità dei Costruttori.

In particolare, sono previste prove di accettazione in officina per i moduli fotovoltaici secondo un Piano di Campionamento a norma ISO ed una specifica di collaudo appositamente redatta.

Le prove di accettazione costituiscono pregiudiziale sul prosieguo delle lavorazioni di realizzazione.

4.4. Prove di accettazione in campo, messa in servizio e test - run

Prima dell'inizio dei lavori di montaggio in cantiere, si effettueranno controlli di tipo visivo – meccanico su tutti i componenti riguardanti:

- rispondenza dei componenti con quanto riportato nei documenti progettuali;
- accertamento della presenza di eventuali danneggiamenti dovuti al trasporto.

A lavori ultimati, per l'emissione del certificato di regolare esecuzione dell'impianto e, comunque, prima del ripiegamento del cantiere, il controllo riguarderà la verifica dell'integrità dei componenti e della realizzazione dell'impianto a "perfetta regola d'arte".

Queste verifiche tecnico – funzionali consisteranno in particolare in:

- esame a vista per accertare la rispondenza dell'opera e dei componenti alle prescrizioni tecniche e di installazione previste dal progetto definitivo;
- verifica delle stringhe fotovoltaiche:
 - o misura dell'uniformità della tensione a vuoto;
 - o misura dell'uniformità della corrente di cortocircuito;
 - o misura della resistenza di isolamento dei circuiti tra le due polarità lato corrente continua e terra e lato alternata tra conduttori e terra;
- verifica del grado di protezione dei componenti installati;
- verifica della continuità elettrica del circuito di messa a terra e scaricatori;
- verifica e controllo tramite battitura dei cavi di collegamento del circuito elettrico di tutto il sistema;
- isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete).

4.5. Prescrizioni sulle prestazioni d'impianto

L'impianto sarà realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a. $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$,

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/mq] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{stc} , pari a 1000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600$ W/mq.

b. $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$,

dove:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

5. SCHEMA ELETTRICO

5.1. Descrizione generale

Il campo fotovoltaico è composto da 163.670 moduli di potenza 450 Wp per un totale di 73.651,50 kWp.

I moduli sono stati organizzati in 19 o 20 stringhe per inverter, con 26 moduli ogni stringa.

Le stringhe confluiscono a un solo inverter.

Gli inverter sono stati scelti in modo che la potenza massima prodotta (solitamente nei mesi di luglio – agosto) sia compatibile con quella ammessa da ogni inverter in ingresso.

Si fa notare che lo schema elettrico generale prevede la protezione dei terzi dai contatti diretti ed indiretti con le seguenti modalità:

- Diretti : doppia protezione (funzionale e meccanica);
- Indiretti : l'impianto elettrico è provvisto di opportune protezioni differenziali e da sovracorrente accuratamente coordinate con il valore della resistenza dell'impianto di messa a terra (CEI 64-8 e DPR 547/55).

L'impianto fotovoltaico, dal punto di vista dell'architettura, si compone di 15 sottocampi fotovoltaici, dei quali uno di potenza nominale pari a 4.761,90 kW; uno di potenza nominale pari a 5.148,00 kW; dieci di potenza nominale pari a 4.972,50 kW; due di potenza nominale pari a 4.984,20 kW ed uno di potenza nominale pari a 4.048,20 kW;, per una potenza nominale totale installata pari a 73.651,50 kW (73,6515 MWp).

Al sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW faranno capo 10.582 moduli fotovoltaici, collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 407, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 21, a formare così il sottocampo.

Al sottocampo con potenza di picco pari a 5.148,00 kW faranno invece capo 11.440 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 440, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.972,50 kW faranno invece capo 11.050 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe,

in numero di 425 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.984,20 kW faranno invece capo 11.076 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 426 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

Infine, al sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW faranno invece capo 8.996 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 346, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 18.

Gli inverter di stringa, tutti con potenza massima in uscita pari a 185 kW in C.A., afferranno ad una cabina di trasformazione dell'energia da bassa tensione ad 800 V a media tensione a 30.000 V.

In particolare, gli inverter del sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW, afferranno in numero di 21 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA; gli inverter del sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW, afferranno in numero di 18 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 3330,00 kVA; gli inverter di tutti gli altri sottocampi afferranno, in numero di 22 ciascuno, ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA.

I moduli fotovoltaici saranno montati su dei trackers monoassiali ad asse orizzontale, a realizzare un cosiddetto “impianto ad inseguimento”.

I trackers potranno montare 26 moduli (13x2), 52 moduli (26x2) o 78 moduli (39x2), ossia una, due o tre stringhe fotovoltaiche, a seconda delle esigenze di layout.

In definitiva, quindi, l'impianto è progettato in modo da avere un solo livello di parallelo.

Dal punto di vista elettrico ogni coppia di stringhe collegate a ciascun MPPT dell'inverter è dotata di un sezionatore DC e di scaricatore di protezione dalle sovratensioni.

I componenti usati garantiscono il funzionamento per correnti continue entro gli intervalli di tensione di impiego della sezione in corrente continua.

Per quanto riguarda la parte a valle del convertitore, il campo presenta gli accorgimenti di seguito indicati.

Per garantire la protezione dell'inverter DC/AC è previsto un sezionatore scelto considerando la tensione di output dell'inverter (800V) e la corrente alternata uscente.

A valle delle derivazioni per i carichi in bassa tensione sarà inserito il trasformatore trifase per l'elevazione del livello di tensione da 0,8kV a 30kV per permettere l'allaccio dell'impianto di generazione fotovoltaica alla linea in media tensione interna all'impianto e, da questa, alla nuova stazione utente 150/30kV ed, infine, alla Cabina Primaria a 150kV ove avverrà la connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

A monte e a valle del trasformatore è stato previsto un sezionatore operante sotto carico, per poter permettere l'eventuale messa fuori servizio del trasformatore.

Dall'uscita del trasformatore partono i cavi in media tensione che andranno collegati in parallelo nella cabina di consegna, cavi che avranno posa interrata e la cui sezione oltre che garantire la massima durata dei cavi rispetta le minime sezioni imposte dalle norme.

Nella cabina di consegna sono previste le protezioni lato media tensione, quali protezione di massima corrente, di massima corrente omopolare, di minima tensione, di massima tensione di minima e massima frequenza corredate degli opportuni trasformatori di misura amperometrici e voltmetrici.

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana sarà previsto, incorporato nel quadro di consegna un dispositivo di interfaccia (con funzione anche di dispositivo generale), munito di opportuna certificazione.

L'energia elettrica prodotta sarà convogliata, mediante cavidotti interrati a 30 kV, alla stazione utente 150/30 kV e, da questa, alla Cabina Primaria ENEL 150 kV per l'immissione nella rete di distribuzione nazionale.

L'impianto in oggetto sarà connesso alla rete del distributore a 150 kV trifase 50 Hz (sistema di III categoria).

Il collegamento dell'impianto alla Rete Elettrica Nazionale avverrà tramite un cavidotto in M.T. interrato che, partendo dalla cabina di consegna posta all'interno del perimetro dell'impianto di produzione, percorrerà la viabilità pubblica e si innesterà nella stazione utente 150/30 kV da realizzarsi su area privata sulla quale sarà chiesta l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, che fungerà da interfaccia tra la rete di trasmissione elettrica nazionale ed l'impianto fotovoltaico.

Lo schema di allacciamento dell'impianto alla Rete Elettrica Nazionale prevede, come da S.T.M.G. prodotta da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A., il collegamento **in antenna A.T. 150 kV alla Cabina Primaria denominata "SAN GIORGIO JONICO", previa realizzazione di un nuovo stallo linea A.T. nella suddetta Cabina Primaria.**

Per quanto riguarda le protezioni contro i contatti diretti esse sono assicurate dalla osservanza di alcuni dettagli, come l'utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione per prevenire penetrazione di componenti solidi o liquidi e la realizzazione dei collegamenti con cavo rivestito di guaina esterna protettiva e alloggiato in condotto portacavi opportuno.

5.2. Riepilogo tabellare dei dati di progetto

Dati relativi al proponente	
Società:	SAN GIORGIO JONICO S.r.L.
Indirizzo:	Piazza Walther von Vogelweide n.8 – 39100 BOLZANO (BZ)

Dati relativi all'impianto	
Denominazione:	Impianto "SAN GIORGIO JONICO"
Indirizzo:	Contrada "Serro" – 74027 S. Giorgio J. (TA)
Numero sezioni dell'impianto:	1
Potenza totale nominale dell'impianto:	73.651,50 kWp
Potenza massima in immissione:	60.000,00 kWp
Numero moduli totali:	163.670
Numero inverters totali:	325
Livello di tensione in immissione:	150 kV
Utilizzo energia prodotta:	Cessione totale (prelievo per servizi ausiliari)
Potenza installata trasformatori:	(14 x 4.070 + 1 x 3.330) = 60.310 kVA

Dati relativi ai moduli fotovoltaici (dati di targa)	
Marca e modello:	SOLARWIT – WH144-P450
Tensione di esercizio ottimale (V_{mp}):	41,82 V
Corrente di esercizio ottimale (I_{mp}):	10,76 A
Tensione a circuito aperto (V_{oc}):	50,20 V
Corrente di corto circuito (I_{sc}):	11,20 A
Potenza massima in S.T.C. (P_{max}):	450 W _p
Efficienza del modulo:	20,5%
Temperatura di esercizio:	-40°C ÷ + 85°C
Tensione massima di sistema:	1.500 V (DC)

Portata fusibile in serie:	15 A
Tolleranza sulla potenza:	0 ÷ +5W
Temperatura di esercizio nominale (NOCT)	43,0 ± 2°C
Coefficiente di temperatura a P _{max} :	-0,38%/°C
Coefficiente di temperatura di V _{oc} :	-0,31%/°C
Coefficiente di temperatura di I _{sc} :	+0,048%/°C

Caratteristiche della connessione alla rete pubblica	
Gestore di rete:	ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.
Punto di connessione rete pubblica:	Cabina Primaria denominata “SAN GIORGIO JONICO”
Tensione nominale in immissione:	150 kV
Frequenza nominale	50 Hz

Dati relativi al posizionamento dell’impianto	
Posizionamento dei moduli fotovoltaici:	A terra con orientamento a sud e tilt 30°
Fattore di albedo:	Pietrisco ed erba secca (0,20 medio mensile)

5. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Si richiamano di seguito le principali norme e leggi che regolamentano le attività di progettazione e costruzione degli impianti elettrici, ed in particolare di quelli fotovoltaici:

- C.E.I. 64-8/1-7 2007-01: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- C.E.I. 11-17: “Impianti di produzione trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo”;
- C.E.I. 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)”;
- C.E.I. 11-35 1996-10: “Guida all’esecuzione delle cabine elettriche d’utente”
- C.E.I. 11-1 1999-01: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata”
- C.E.I. EN 62305-1 (C.E.I. 81-10/1): “Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali”. Marzo 2006;
- C.E.I. EN 62305-2 (C.E.I. 81-10/2): “Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 2: Gestione del rischio” . Marzo 2006;
- UNI EN 1838 “Illuminazione di emergenza”;
- EN 12464-1 : 2002: “Luce e Illuminazione – Illuminazione dei posti di lavoro – Parte 1: Posti di lavoro Interni”;
- C.E.I. EN 61000-3-2 (C.E.I. 110-31): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti; Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase)”;
- C.E.I. EN 60555-1 (C.E.I. 77-2): “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni”;
- C.E.I. EN 60439-1-2-3 (C.E.I. 17-13): “Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione”;
- C.E.I. EN 60445 (C.E.I. 16-2): “Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- C.E.I. EN 60529 (C.E.I. 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- C.E.I. EN 60099-1 (C.E.I. 37-1): “Scaricatori”;
- C.E.I. 20-19: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V”;
- C.E.I. 20-20: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

- C.E.I. EN 62305 (C.E.I. 81-10): “Protezione contro i fulmini”;
- C.E.I. EN 62305-1 (C.E.I. 81-10/1): “Principi generali”;
- C.E.I. EN 62305-2 (C.E.I. 81-10/2): “Valutazione del rischio”;
- C.E.I. EN 62305-3 (C.E.I. 81-10/3): “Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- C.E.I. EN 62305-4 (C.E.I. 81-10/4): “Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture”;
- C.E.I. 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”.

In particolare per gli impianti fotovoltaici:

- C.E.I. 64-8/7, sezione 712: “Sistemi fotovoltaici solari di alimentazione”;
- C.E.I. EN 60904-1 (C.E.I. 82-1): “Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione – corrente”;
- C.E.I. EN 60904-2 (C.E.I. 82-2): “Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento”;
- C.E.I. EN 60904-3 (C.E.I. 82-3): “Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”;
- C.E.I. EN 61727 (C.E.I. 82-9): “Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete”;
- C.E.I. EN 61215 (C.E.I. 82-8): “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo”;
- C.E.I. EN 61646 (C.E.I. 82-12): “Moduli fotovoltaici a film sottile per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo”;
- C.E.I. EN 50380 (C.E.I. 82-22): “Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici”;
- C.E.I. EN 62093 (C.E.I. 82-24): “Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”;
- C.E.I. 82-25: “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione”;
- C.E.I. EN 61730-1 (C.E.I. 82-27): “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 1: Prescrizione per la costruzione”;
- C.E.I. EN 61730-2 (C.E.I. 82-28): “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per le prove”;
- C.E.I. EN 61724 (C.E.I. 82-15): “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati”;

- IEC 60364-7-712: “Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems”.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- Testo Unico sulla Sicurezza D.Lgs. 81/08, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.M. 37/08, per la sicurezza elettrica;
- prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;
- Legge n. 186/68: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici”.

Per la connessione alle reti pubbliche degli impianti di produzione:

- deliberazione ARG/elt 99/08 – Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 179/08 e 205/08. Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione. Testo integrato delle connessioni attive – TICA;
- C.E.I. 0-16: “Regola tecnica per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- C.E.I. 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria”.

Per la Direttive Europee:

- DIRETTIVA BASSA TENSIONE: “Direttiva CEE 73/23 modificata dalla Direttiva CEE 93/68 D.P.R. 791 del 24/07/1956 “Attuazione della Direttiva CEE 73/23 relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione”;
- DIRETTIVA COMPATIBILITA' ELETTRROMAGNETICA: Direttiva 89/336/CEE.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi.

Ulteriori disposizioni di legge, norme, prescrizioni e deliberazioni in materia, purché vigenti al momento della redazione del presente progetto, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

I Progettisti

Ing. Francesco FRASCELLA



Ing. Fernando TRAMONTE

