



CITTA' DI BRINDISI

REGIONE PUGLIA

Impianto agrovoltaico "Ricchiuti" della potenza di 69,31 MW in DC **PROGETTO DEFINITIVO**

COMMITTENTE:



RICCHIUTI SRL

RICCHIUTI srl
Viale Duca d'Aosta, 51
39100 Bolzano (BZ)
P.IVA: 03033800214
Tel: 0039 3409196155

PROGETTAZIONE:



TÈKNE srl
Via Vincenzo Gioberti, 11 - 76123 ANDRIA
Tel +39 0883 553714 - 552841 - Fax +39 0883 552915
www.gruppotekne.it e-mail: contatti@gruppotekne.it



PROGETTISTA:

Dott. Ing. Renato Pertuso
(Direttore Tecnico)

LEGALE RAPPRESENTANTE:

dott. Renato Mansi



TEKNE srl
SOCIETÀ DI INGEGNERIA
IL PRESIDENTE
Dott. RENATO MANSI

PD

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tavola: **RE05**

Filename:

TKA539-PD-RE05-Relazione specialistica e calcoli impianto fotovoltaico-RO.doc

Data 1°emissione:

Settembre 2021

Redatto:

R. PERTUSO

Verificato:

R. PERTUSO

Approvato:

R. PERTUSO

Scala:

Protocollo Tekne:


n° revisione

1
2
3
4

TKA539


INDICE

1. PREMESSA	1
2. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	1
3. DATI CLIMATICI	2
4. DESCRIZIONE TECNICA	3
4.1 CRITERI DI SCELTA	3
4.2 DESCRIZIONE GENERALE	3
4.2.1 SOTTOCAMPO	5
5. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	6
5.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	6
5.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	6
5.1.2 SISTEMA DI TRACKING	8
5.1.3 INVERTER	8
5.1.4 QUADRO DI PARALLELO (QP)	9
5.1.5 TRASFORMATORE MT/BT	10
5.1.6 CABINA MT DI CAMPO	10
5.2 CABINA DI RACCOLTA MT	10
5.2.1 QUADRO MT	11
5.2.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	11
5.2.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	12
5.2.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	12
5.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	13
5.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	13
5.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	13
5.3.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	14
5.3.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	14
5.3.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	15
5.3.6 CADUTE DI TENSIONE	15
5.3.7 POSA DEI CAVI IN TUBI	16
5.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	16
5.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	16
5.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	16
5.4.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	17
5.4.4 VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	17
5.4.5 TIPI DI INSTALLAZIONE	17
5.4.6 CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	18
5.4.7 DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE	19
5.5 RETE DI TERRA	21

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Settembre 2021	R. Pertuso	R. Pertuso	R. Pertuso	TKA539
						Filename:
						RE 05

RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI
IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.5.1	DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	22
5.5.2	COLLEGAMENTI DI TERRA	22
6.	SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	23
7.	MISURE DI PROTEZIONE	24
7.1	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	24
7.2	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	24
7.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	25
8.	MONTAGGIO COMPONENTI	26
9.	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	26
9.1	PROVE DI TIPO	27
9.2	PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA	27
9.3	VERIFICHE IN CANTIERE	27
9.4	PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	27
10.	VALUTAZIONE ENERGETICA	29
11.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	30

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Settembre 2021	R. Pertuso	R. Pertuso	R. Pertuso	TKA539
						Filename:
						RE 05

1. Premessa

La società **Ricchiuti srl** ha disposto di procedere alla progettazione e all'esecuzione delle opere necessarie per la realizzazione di un **impianto agrovoltaico**, denominato "**RICCHIUTI**", da **69,31 MWp (DC)** e **62,50 MVA (AC)** nel comune di **Brindisi (BR) loc. "Masseria di Chiodi"** (censito nel Catasto Terreni al foglio 138 particelle 28, 30, 32, 49, 133, 137, 140, 143, 146, 230, 236 e al foglio 137 particelle 2, 35, 36, 65, 71, 72, 134, 135, 137, 139, 141, 142, 143, 145, 147, 148, 150, 152, 180, da 182 a 192, 194, 196, 198, 200, 209, 211, 213, 215), di inoltrare richiesta di connessione al gestore della rete di trasmissione nazionale e, successivamente all'entrata in servizio dell'impianto, di inoltrare al soggetto attuatore la richiesta di concessione della pertinente tariffa incentivante.

L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica di distribuzione in AT, in base alle condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e le prescrizioni redatte dalla società TERNA S.p.a.

A questo proposito è utile sottolineare che, al fine di soddisfare i parametri di interconnessione di rete, sarà utilizzato un dispositivo di controllo PPC (Power Plant Controller).

2. Ubicazione dell'impianto

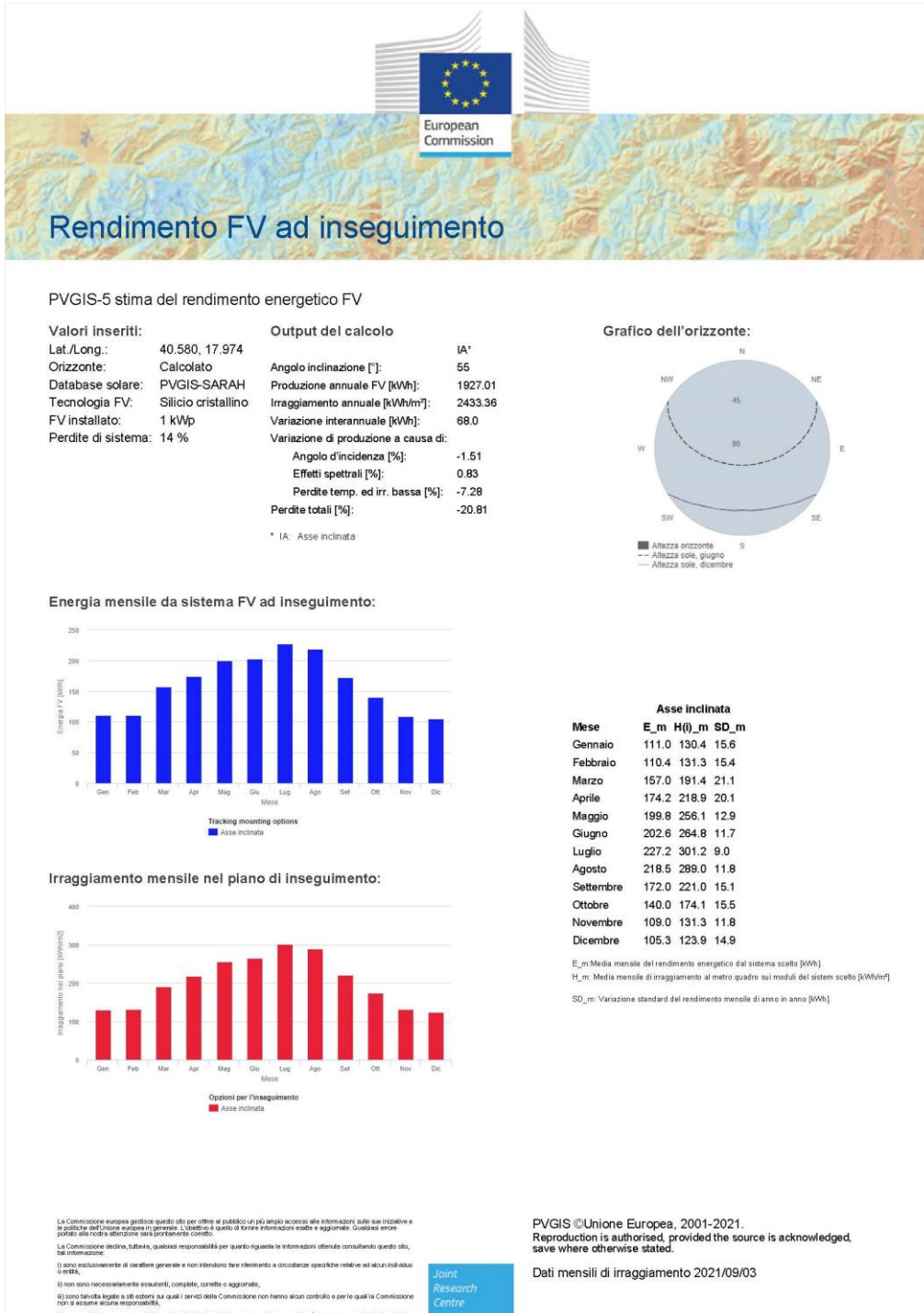
La località d'installazione dell'impianto agrovoltaico è Masseria Chiodi, nel comune di Brindisi (BR).

I dati geografici di riferimento della suddetta località sono:

- Latitudine = 40°34' N
- Longitudine = 17°58' E
- Altitudine = 28 m s.l.m.

3. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di Ricchiuti (BR) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software gratuito PVGIS, il quale ci ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse.



4. Descrizione tecnica

4.1 Criteri di scelta

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello suddividere l'impianto in unità da 3,125 MVA (sottocampi) e di concentrare la trasformazione dell'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in un singolo trasformatore per ciascuna unità, per raggiungere la portata totale dell'impianto è stata prevista una sola unità di taglia inferiore.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, mediante 1 inverter trifase collegato direttamente al trasformatore per ciascuna unità.

4.2 Descrizione generale

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico possono essere riassunte come segue:

- generatore fotovoltaico
- strutture di sostegno ed ancoraggio di tipo tracker
- cavi, cavidotti,
- quadri in cc
- gruppo di conversione cc/ca
- trasformatori MT/bt
- cabine di raccolta MT
- trasformatori AT/mt

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 4.127 stringhe fotovoltaiche da 24 pannelli, pari ad una potenza di 700 Wp cadauno, per una potenza totale complessiva installata di 99.024 kWp. Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in stringhe singolarmente sezionabili.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 20 campi indipendenti. È stata prevista un'unica cabina di raccolta a sua volta collegata alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del TSO (Transmission System Operator).

Le uscite delle stringhe, collegate in parallelo nei quadri, vengono portate all'ingresso dell'inverter. I campi presentano inverter da 3.125 kVA con uscita, rispettivamente a 600V, che risulta collegata, mediante tutte le necessarie protezioni previste dalla normativa, al rispettivo trasformatore MT/bt

alloggiato in adiacenza, su un'unica piazzola, all'inverter con uscita a 30 kV. La tensione in continua verrà così convertita in alternata trifase ed elevata.

La rete MT prevede 5 anelli, uno per l'area di impianto a nord e gli altri tre per l'area di impianto a sud. Tutti i sottocampi presentano cabine MT/BT collegate in entra-esci. Ciascun anello fa capo a due moduli del quadro MT nella cabina di raccolta.

Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione elettrica di Terna a 150Kv.

AREA NORD DI IMPIANTO

Quadri parallelo	21 quadri x 3 inverter = 63 quadri
Stringhe	636
Moduli	636 x 24 = 15.244
Inverter	3x3.125 kVA
Trasformatori	3x3.125 kVA
Potenza unitaria modulo	700 Wp
Potenza complessiva DC	15.244 kWp

AREA SUD DI IMPIANTO

Quadri parallelo	21 quadri x 17 inverter = 357 quadri
Stringhe	3.491
Moduli	3.491 x 24 = 83.780
Inverter	17x3.125 kVA
Trasformatori	17x3.125 kVA
Potenza unitaria modulo	700 Wp
Potenza complessiva DC	83.780 kWp

TOTALE IMPIANTO

Quadri parallelo	21 quadri x 20 inverter = 120 quadri
Stringhe	4.127
Moduli	4.127 x 24 = 99.024
Inverter	20x3.125 kVA
Trasformatori	20x3.125 kVA
Potenza unitaria modulo	700 Wp
Potenza complessiva DC	69.316 kWp

4.2.1 Sottocampo

Le caratteristiche tecniche di sottocampo sono riportate sinteticamente nella tabella seguente.

Parallelo di 10 stringhe

Struttura	Potenza nominale, Pn:	168 kWp (**)
	Numero di moduli	240
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	10
	Numero ingressi inverter:	1
	Numero quadri di parallelo:	1
Moduli fotovoltaici	Tipo:	MODULO Solar Konzept
	Potenza di picco nominale Pm:	700 W (*)
	Tensione alla potenza massima Vm:	40,30 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	20,30 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	48,40 V
	Corrente di corto circuito Isc:	21,70 A

Tipologia inverter utilizzate nei campi

Inverter	Numero:	1
	Tipo:	SG3125HV-MV
	Massima potenza lato corrente continua:	5,43 MWp
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	875 ÷ 1300 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	3437 kVA @ 45°C
	Tensione nominale:	600 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

5. Descrizione dei componenti

5.1 Campo Fotovoltaico

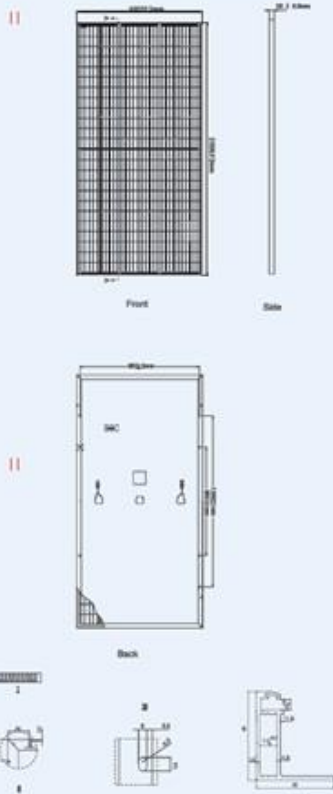
5.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo utilizzato sarà il Solar Konzept con una scheda tecnica del tipo la seguente:



MONOCRYSTALLINE MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	595	590	595	600	700
Power Tolerance-Pmax (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	40.1
Maximum Power Current-Imp (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	20.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	48.4
Short Circuit Current-Isc (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	21.7
Module Efficiency η (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	24.7

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

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current-Imp (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage-Voc (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current-Isc (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

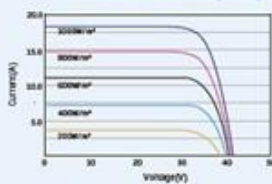
NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

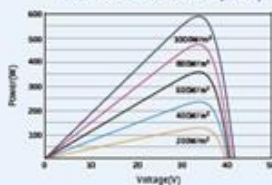
Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	72 cells
Module Dimensions	2008*1002*40 mm (79.08*39.45*1.57 inch)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

I-V CURVES OF PV MODULE(595W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595W)



TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coe*cient of Pmax	- 0.34%/°C
Temperature Coe*cient of Voc	- 0.25%/°C
Temperature Coe*cient of Isc	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC
Max Series Fuse Rating	(IEC) 30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% 1st year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 512pieces



5.1.2 Sistema di tracking

Come descritto precedentemente, il generatore fotovoltaico non è di tipo ad orientamento fisso, ma prevede un sistema inseguitore. Esso consiste in un azionatore di tipo a pistone idraulico, resistente a polvere e umidità, che permette di inclinare la serie formata da 68, 92, 132, 172 o 204 moduli fotovoltaici di +/-55° sull'asse orizzontale.

Il circuito di azionamento prevede un attuatore lineare di tipo IP65, resistente quindi a polvere e pioggia, alimentato a 230V@50Hz con un consumo annuo di circa 27 kWh/anno per singolo tracker.

La regolazione dell'inclinazione è di tipo automatico real-time attraverso un controller connesso via ModBus con una connessione di tipo RS485, oppure di tipo wireless. Il controller, inoltre, comprende un anemometro e un GPS: attraverso le rilevazioni di questi dispositivi, esso, applicando un algoritmo di tracking dell'irraggiamento solare, permette di sistemare istantaneamente l'orientamento del generatore fotovoltaico.

Il controller, inoltre, permette di interagire attraverso un sistema web-browsing attraverso cui l'amministratore del sistema, o qualsiasi operatore, può regolare l'inclinazione a proprio piacimento a fini manutentivi, ispettivi etc.

5.1.3 Inverter

Ciascuna struttura è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituiti da inverter di tipo SG3125HV e di tipo SG1500HV, con le caratteristiche di seguito riportate.

La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

SG3125HV

Lato corrente continua

Massima potenza: 3,65 kWp

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 875 ÷ 1300 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 3125 kVA @ 50 °C

Tensione nominale: 600 V (540 ÷ 660 V)

Frequenza nominale: 50 Hz (45 ÷ 55 Hz)

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Alimentazione ausiliari: 415 Vac, 15 kVA

Rendimento massimo: 98,7%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 30 ÷ 60°C

Ventola: P > 80%- ON 55°C / OFF 40°C

Grado di protezione: IP 54

Umidità ambiente di funzionamento: 0 ÷ 95% senza condensa

Metodo di raffreddamento: Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria

Conformità: marchio CE

Comunicazioni: Standard: RS485, Ethernet (fibra ottica opzionale)

Dimensioni: 2991 x 2591 x 2438 mm (LxPxH)

Peso: 6,5 ton

5.1.4 Quadro di parallelo (QP)

Il QP è costituito da un quadro elettrico in corrente continua, preposto ad effettuare il collegamento in parallelo almeno 10 stringhe sulla linea di alimentazione all'inverter.

Il Quadro, nella fattispecie quello composto da 10 stringhe, è realizzato in poliestere rinforzato con fibra di vetro, con porta cieca munita di serratura, grado di protezione IP 65, doppio isolamento di protezione contro i contatti indiretti, normativa: CEI EN 60439-1; CEI EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49, contenente:

-scaricatore di sovratensione

-n° 10 sezionatore con fusibile, In=16A

-n° 1 sezionatore, In=250A

-barra di terra e ogni accessorio per dare il lavoro realizzato a perfetta regola d'arte, compreso il certificato di collaudo.

I sottocampi con meno stringhe presenteranno un sezionatore per ciascuna stringa installata.

6.1.5 Trasformatore MT/bt

La trasformazione MT/bt avviene attraverso un trasformatore, isolato in olio, della potenza di 3125 kVA, installato in un proprio container; nel container adiacente troviamo il rispettivo inverter. All'interno sono previste le necessarie protezioni sia lato cc che lato ca.. Le caratteristiche costruttive del trasformatore sono le seguenti.

Trafo da 3125 kVA

Potenza nominale trasformatore:	3125 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,600 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 60270, IEC 61378, IEC 289
Sistema raffreddamento:	ONAN
Dimesioni:	2280 x 1610 x 2420 m (LxPxH) circa
Peso:	6510 kg circa

6.1.6 Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA ;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello con le relative protezioni.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata /verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

5.2 Cabina di Raccolta MT

Le cabine MT in campo sono raggruppate in 5 anelli sui quali le stesso sono collegate in entra-esci. Ciascun anello fa capo all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

5.2.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- -n° 1 Scomparti M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completa di sezionatori tripolari sotto carico da 1600 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 1600 A – 36 kV 16KA
- n° 10 Scomparti M.T. prefabbricato per il collegamento ad anello delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari sotto carico da 630 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione.
- -n° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- -n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

5.2.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/bt

E' previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

5.2.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione Forma 2 ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 160A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio. Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA 1 sec.

5.2.4 Quadri Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

5.3 Collegamenti elettrici in bassa tensione

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

5.3.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale lato c.c.:	1500 V
Sistema di collegamento dei poli lato c.a.:	isolati
Tensione nominale lato c.a.:	600 V $\pm 5\%$
Frequenza nominale lato c.a.:	50 Hz $\pm 2\%$
Sistema di collegamento del neutro lato c.a.:	TNS

5.3.2 Caratteristiche del cavo di bassa tensione

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG21M21 ovvero H1Z2Z2-K
Materiale del conduttore	Rame
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale dell'isolamento	Gomma reticolata senza alogeni
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	1500 V c.c., 1000 V c.a.
Tensione massima	1800 V c.c., 1200 V c.a.

L'indicazione di due cavi equivalenti si rende necessaria in caso di indisponibilità da parte dei produttori, della prima soluzione.

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG16OR16
Materiale del conduttore	Rame rosso
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale del riempitivo	Termoplastico, penetrante tra le anime (multipolari)
Materiale dell'isolamento	PVC qualità R16
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	600/1000 c.a., 1500 c.c.

Tensione massima 1200 V c.a., 1800 V c.c.

Massima forza di tiro durante la posa 50 N/mm²

Il cavo è inoltre conforme alla recente normativa CPR per la reazione al fuoco, ai sensi del regolamento 305/2011/UE.

5.3.3 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\max \min} \geq V_{\text{invMPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$$

$$V_{\text{oc max}} < V_{\text{inv max}}$$

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPTmax}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

5.3.4 Portata dei cavi in regime permanente

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, applicando ai valori individuati dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \text{ e } I_f \leq 1,45 I_Z$$

dove:

I_B = Corrente d'impiego del cavo

I_N = Portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

I_Z = Portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

I_f = Corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

5.3.5 Protezione contro il corto circuito

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno di ciascun inverter.

5.3.6 Cadute di tensione

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Allo stesso modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

5.3.7 Posa dei cavi in tubi

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

5.4 Collegamenti elettrici in media tensione

5.4.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale: 30 kV $\pm 5\%$

Frequenza nominale: 50 Hz $\pm 2\%$

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

5.4.2 Caratteristiche del cavo di media tensione

Cavo armato per posa direttamente interrata:	ARG7H1E 18/30(36)kV
Materiale del conduttore:	Alluminio
Tipo di conduttore:	Corda rotonda compatta classe 2
Materiale del semi-conduttore interno:	Mescola semi-conduttrice
Materiale dell'isolamento:	HEPR
Materiale del semi-conduttore esterno:	Estruso, pelabile a freddo
Schermo:	Filo di rame + nastro di rame
Materiale della guaina esterna:	PE
Temperatura massima:	105°C in condizioni di esercizio normali 300°C in condizioni di corto circuito
Tensioni di riferimento	18/30 kV
Tensione nominale	30 Kv
Tensione nominale massima di impiego	36 KV
Massima forza di tiro durante la posa:	50.0 N/mm ²
Conformità:	EN 60228, HD 620, IEC 60502-2

Cavo tripolare schermato a fili di rame di tipo SK1 (Shock Proof 1) composto da una guaina a spessore maggiorato di uno speciale composto termoplastico che migliora la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Questo cavo è equiparabile ad un cavo armato conformemente alla CEI 11-17 punto 4.3.11b.

5.4.3 Dimensionamento dei cavi di media tensione

Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria 40°C
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno 1°K m/W

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la corrente di impiego della conduttura.

Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego delle condutture (IB), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

5.4.4 Valori massimi ammissibili della caduta di tensione

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento della conduttura per ogni tipo di alimentazione è il 2%

5.4.5 Tipi di installazione

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17.

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

5.4.6 Calcolo della portata effettiva

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

- K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)
- K2 coefficiente di correzione per profondità di posa
- K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.
- K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K1 * K2 * K3 * K4$$

5.4.7 Dimensionamento e verifiche

Dimensionamento termico

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- tensione di riferimento 18/30 kV
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 300°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Verifica della massima caduta di tensione

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

nella quale: L = lunghezza della linea espressa in km

I = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A

R = resistenza (a 80°) della linea in Ω

X = reattanza della linea in Ω

cosφ = fattore di potenza

k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento espressi al paragrafo 6.4.3, soddisfa le verifiche esposte al paragrafo 6.4.7, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

Dimensionamento linea di alimentazione principale

potenza impianto lorda	69,31	MW
potenza impianto netta	62,20	MW
tensione	30	kV
corrente	1205	A
lunghezza cavidotto	10800	m

cavo ARG7H1E 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω/km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	4.1	5	0,3400	5.111%	5.099%
150	330	3.6	4	0,2770	5.205%	5.192%
185	373	3.2	4	0,2210	4.152%	4.143%
240	434	2.8	3	0,1690	4.234%	4.224%
300	489	2.5	3	0,1350	3.382%	3.374%
400	560	2.2	3	0,1060	2.656%	2.649%
500	639	1.9	3	0,0830	2.079%	2.074%
630	728	1.7	2	0,0660	2.480%	2.474%

5.5 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino ai quadri di parallelo (QP). Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a “regola d’arte” da personale qualificato.

5.5.1 Descrizione della rete di terra

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

5.5.2 Collegamenti di terra

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

QUADRO DI PARALLELO IN CORRENTE CONTINUA (QP)

Le parti metalliche non in tensione del quadro di parallelo in corrente alternata devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

6. Sistema di supervisione dell'impianto FV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

In fine tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

7. Misure di protezione

7.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

7.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30$ mA
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

–

7.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

8. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Montaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.
- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.
- Posa in opera dei quadri di parallelo;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione MT/bt;

I montaggi elettrici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverters e la cabina di trasformazione MT/bt;
- Posa dei cavi per la rete elettrica interna di distribuzione in MT
- Posa in opera della rete di terra;

I montaggi elettromeccanici generali consistono principalmente in:

- Posa in opera della Cabina di Raccolta MT, contenente quadri MT, trasformatore MT/bt dei servizi ausiliari, quadro Servizi ausiliari BT (QSA), quadro Raddrizzatore e due quadri di Misura Fiscali;
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in MT, mediante gli appositi cavidotti.

9. Collaudi e messa in servizio

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

9.1 Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

9.2 Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

9.3 Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

9.4 Prove di accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati per ciascun sottocampo e/o per l'intero impianto, in base al programma di esecuzione dei lavori:

1. Esame a vista:
verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;
2. Verifica delle opere civili:
verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto.
3. Verifica delle opere meccaniche:
verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta

posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prove strumentali sugli impianti elettrici

- Prova di isolamento verso terra:
Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico
- Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico
- Verifica degli strumenti di misura

10. Valutazione energetica

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici di cui al capitolo 4, della configurazione di impianto descritta al capitolo 5 e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti riportati al capitolo 6.

Nella seguente sono riportati i dati di produzione stimati su base annua.

Non sono stati considerati:

- interruzioni di servizio,
- interruzioni per manutenzione,
- perdite di efficienza dovute all'invecchiamento,

	Produzione [kWh/anno]
Unitaria da 1 kWp	1.933,65
Totale impianto da 69,316 MWp	134.032.883

Tab. 10.1 Produzione annua dell'impianto fotovoltaico "Ricchiuti" nel Comune di Brindisi

L'installazione dell'impianto fotovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana pari a circa 390 g di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (dati ENEL 2018), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

➤ **Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 52.272,82 ton**

11. Normativa di riferimento

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- Legge 186/68: *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- DM 14 gennaio 2008: *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- Circ. 4 luglio 1996: *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- CEI 0-2: *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- CEI 0-3: *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 11: Trasformatori di tipo a secco*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*

- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- 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 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*

- CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 60445: *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/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- CEI EN 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*

- CEI EN 61215-1-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- CEI EN 61212-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
- CEI EN 61212-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- CEI EN 61212-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61829: *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*

- CEI EN 62053-21/A1: *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 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-3: *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*
- CEI EN 62305-4: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- Guida CEI 82-25: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*

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

Il Tecnico

Ing. Renato Pertuso

