

COMUNE DI CASTELLANETA

(Provincia di Taranto)

Realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp, denominato "Romanazzi" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "Papatonno"

Proponente

PIVEXO 6 S.r.l.

PIVEXO 6 S.R.L.
Via Stazione snc - 74011 Castellaneta (TA) ,
Tel +39 0998441860, Fax +39 0998445168,
P.IVA 03358000739, REA TA-210853,
mail: pivexo6@pec.it

Sviluppatore

 **Greenergy**

GREENERGY SRL
Via Stazione snc - 74011 Castellaneta (TA)
Tel +39 0998441860, Fax +39 0998445168
P.IVA 02599060734, REA TA-157230
www.greenergy.it, mail:info@greenergy.it

Elaborato RELAZIONE TECNICA ELETTRICA

Data

02/05/2024

Codice Progetto

GREEN GP - 16

Nome File MPGHVQ4_RelazioneTecnica_02
MPGHVQ4_ImpiantiDiUtenza_13

Codice Elaborato

P_01_B

Revisione

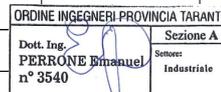
00

Foglio

A4

Scala

-



00	Prima emissione	02/05/2024	Ing. Mariano Colagrande	Ing. Emanuel Perrone	Pivexo 6 S.r.l.
Rev.	Descrizione	Data	Redatto	Verificato	Approvato

SOMMARIO

	INDICE DELLE FIGURE	2
	INDICE DELLE TABELLE	2
1	INTRODUZIONE	3
2	DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO	7
3	DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	14
3.1	Moduli fotovoltaici	14
3.2	Inverter	16
3.3	Trasformatore BT/MT	23
3.4	Cabina BT/MT di campo (Cabine di trasformazione)	25
3.5	Servizi Ausiliari in bassa tensione	26
3.6	Cabina di Raccolta	26
4	COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	27
4.1	Cavo BT in corrente continua	27
4.2	Verifica accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione	28
4.3	Cavo BT in corrente alternata	30
4.3.1	Portata dei cavi in regime permanente	30
5	COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	31
5.1	Cavo in Media Tensione	31
5.2	Dimensionamento dei cavi in Media Tensione	31
5.3	Tipi di installazione	32
5.4	Calcolo della portata effettiva	32
5.5	Dimensionamento e verifiche termiche	33
5.6	Verifica della massima corrente corto circuito sopportabile	33
5.7	Verifica della massima caduta di tensione	34
6	RETE DI TERRA	35
6.1	Descrizione della rete di terra	35
6.2	Collegamenti di terra per strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici	36
7	MISURE DI PROTEZIONE	36
7.1	Misure di protezione contro i contatti diretti	36
7.2	Misure di protezione contro i contatti indiretti Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra	37
7.3	Sistema in corrente alternata (TN)	37
7.4	Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	37
7.4.1	Fulminazione diretta	37
7.4.2	Fulminazione indiretta	38

8	MONTAGGIO COMPONENTI	38
9	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	39
9.1	Prove di tipo.....	39
9.2	Prove di accettazione in officina.....	39
9.3	Verifiche in cantiere.....	39
9.4	Prove di accettazione in sito.....	39
10	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	40

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 : Stralcio visura camerale del proponente.....	4
Figura 2: Inquadramento area di intervento all'interno del territorio comunale di Castellaneta (TA).....	4
Figura 3: Inquadramento dell'intervento su ortofoto.....	
Figura 4: Layout di impianto su ortofoto.....	6
Figura 5: Dati tecnici inverter.....	17
Figura 6 - Scheda Tecnica MVS 4480 LV.....	24
Figura 7 - Scheda Tecnica MVS 8960 LV.....	25

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Configurazione sottocampi/Cabine di Trasformazione.....	7
Tabella 2: Configurazione MPPT.....	18
Tabella 3: Verifica tensioni di stringa.....	29
Tabella 4: Verifica corrente di stringa.....	29

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la “Relazione Tecnica” relativa al progetto di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica avente potenza nominale in Corrente Alternata (AC o CA) pari a 40,00 MW e potenza del Generatore Fotovoltaico in Corrente Continua (DC o CC) pari a 46,65 MWp. Il progetto fotovoltaico unito alle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sarà denominato **“Romanazzi”** ed è situato in agro del comune di Castellaneta.

L’impianto agrivoltaico sarà collegato tramite cavidotto interrato in Media Tensione (MT), per una lunghezza pari a 2.025 m, alla Stazione di Elevazione Utenza 30/150 kV la quale a sua volta verrà collegata in antenna a 150 kV su di una futura Stazione Elettrica di Smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla direttrice a 150kV denominata “Pisticci – Taranto N2”, previa realizzazione di:

- Nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150kV da collegare in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN “Pisticci – Taranto N2” e “Ginosa-Matera”;
- Potenziamento/Rifacimento della linea a 150 kV della RTN “Ginosa - Matera” nel tratto compreso tra la nuova SE succitata e la SE RTN a 380/150 kV di Matera;
- Potenziamento/Rifacimento della direttrice a 150 kV della RTN “Ginosa – Palagiano”.

TERNA S.p.A. ha rilasciato la “Soluzione Tecnica Minima Generale” sopra evidenziata ed identificata dal Codice Pratica 202001562 in data 05/07/2022. La Società Greenergy SRL ha proceduto all’accettazione della STMG in data 09/08/2022.

Il soggetto proponente del Progetto **“Romanazzi”** è la società PIVEXO 6 SRL, di cui si riportano nella seguente Figura 1 i principali dati:

VISURA ORDINARIA SOCIETA' DI CAPITALE

PIVEXO 6 S.R.L.



RXDV9B

Il QR Code consente di verificare la corrispondenza tra questo documento e quello archiviato al momento dell'estrazione. Per la verifica utilizzare l'App RI QR Code o visitare il sito ufficiale del Registro Imprese.

DATI ANAGRAFICI

Indirizzo Sede legale	CASTELLANETA (TA) VIA STAZIONE SNC CAP 74011
Domicilio digitale/PEC	pivexo6@pec.it
Numero REA	TA - 210853
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	03358000739
Partita IVA	03358000739
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata
Data atto di costituzione	13/12/2022
Data iscrizione	23/12/2022
Data ultimo protocollo	06/02/2023
Amministratore Unico	VIVO VALENTINO <i>Rappresentante dell'Impresa</i>

Figura 1 : Stralcio visura camerale del proponente



Figura 2: Inquadramento area di intervento all'interno del territorio comunale di Castellaneta (TA)

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp denominato "Romanazzi" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "Papatonno"

In Figura 2, viene riportata l'ubicazione dell'area di intervento. La cartografia completa è consultabile all'allegato "CART_02 Inquadramento generale area di intervento" al presente progetto. Nella Figura 3 viene invece, riportato l'inquadramento dell'impianto su Ortofoto, il cui elaborato in forma completa è consultabile sempre all'allegato "CART_02 Inquadramento generale area di intervento".



Figura 3: Inquadramento dell'intervento su ortofoto

In Figura 4, si riporta uno stralcio del layout di impianto, consultabile in formato esteso alla "TAV_01_B Layout su ortofoto", allegata al presente progetto.



Figura 4: Layout di impianto su ortofoto

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp denominato "Romanazzi" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "Papatonno"

DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO

L'impianto è composto principalmente dai seguenti componenti:

- Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino;
- Strutture metalliche di sostegno del tipo ad inseguimento monoassiale;
- Inverter decentralizzati (detti anche di stringa) per la conversione dell'energia da Corrente Continua (DC o CC) a Corrente Alternata (CA o AC);
- Trasformatori BT/MT
- Cabine di trasformazione
- Quadro AC in MT
- Cabina di raccolta
- Quadri servizi ausiliari
- Collegamenti in cavidotto in BT e MT;
- Cabina di manutenzione.

Il generatore fotovoltaico sviluppa una potenza in DC pari a 46,65 MWp, suddivisi in 5 sottocampi, afferenti ognuno ad una Stazione di trasformazione, a cui convergono le linee in BT in uscita dagli inverter collocati in ciascun sottocampo.

Le caratteristiche dimensionali dei 5 sottocampi sono riportate in forma tabellare qui di seguito:

Tabella 1: Configurazione sottocampi/Cabine di Trasformazione

INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
1	520	374,4	320	SOTTOCAMPO 1 MVS8960-LV
2	520	374,4	320	
3	520	374,4	320	
4	520	374,4	320	
5	520	374,4	320	
6	520	374,4	320	
7	520	374,4	320	

INVERTER	TOT	kWp DC	kW AC
8	520	374,4	320
9	520	374,4	320
10	520	374,4	320
11	520	374,4	320
12	520	374,4	320
13	520	374,4	320
14	520	374,4	320
15	520	374,4	320
16	520	374,4	320
17	520	374,4	320
18	520	374,4	320
19	520	374,4	320
20	494	355,68	320
21	494	355,68	320
22	494	355,68	320
23	494	355,68	320
24	494	355,68	320
25	494	355,68	320
26	494	355,68	320
27	494	355,68	320
28	494	355,68	320
29	546	393,12	320
30	546	393,12	320
31	546	393,12	320
32	546	393,12	320
33	546	393,12	320

INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO	
34	546	393,12	320		
35	546	393,12	320		
36	546	393,12	320		
37	546	393,12	320		
38	546	393,12	320		
39	546	393,12	320		
40	546	393,12	320		
41	520	374,4	320		
42	520	374,4	320		
43	520	374,4	320		
44	520	374,4	320		
45	520	374,4	320		
46	520	374,4	320		
47	520	374,4	320		
48	520	374,4	320		
49	520	374,4	320		
50	520	374,4	320		
51	520	374,4	320		
52	520	374,4	320		
53	520	374,4	320		
54	494	355,68	320		
55	494	355,68	320		
56	494	355,68	320		
57	572	411,84	320		<u>SOTTOCAMPO 3</u> MVS8960-LV
58	572	411,84	320		

INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
59	572	411,84	320	
60	546	393,12	320	
61	546	393,12	320	
62	546	393,12	320	
63	546	393,12	320	
64	520	374,4	320	
65	520	374,4	320	
66	520	374,4	320	
67	520	374,4	320	
68	520	374,4	320	
69	520	374,4	320	
70	520	374,4	320	
71	520	374,4	320	
72	520	374,4	320	
73	520	374,4	320	
74	494	355,68	320	
75	494	355,68	320	
76	494	355,68	320	
77	494	355,68	320	
78	494	355,68	320	
79	494	355,68	320	
80	494	355,68	320	
81	494	355,68	320	
82	494	355,68	320	
83	494	355,68	320	

INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
84	494	355,68	320	
85	572	411,84	320	SOTTOCAMPO 4 MVS8960-LV
86	572	411,84	320	
87	546	393,12	320	
88	546	393,12	320	
89	546	393,12	320	
90	546	393,12	320	
91	546	393,12	320	
92	520	374,4	320	
93	520	374,4	320	
94	520	374,4	320	
95	520	374,4	320	
96	520	374,4	320	
97	520	374,4	320	
98	520	374,4	320	
99	520	374,4	320	
100	520	374,4	320	
101	520	374,4	320	
102	520	374,4	320	
103	520	374,4	320	
104	520	374,4	320	
105	520	374,4	320	
106	520	374,4	320	
107	494	355,68	320	
108	494	355,68	320	

INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
109	494	355,68	320	
110	494	355,68	320	
111	494	355,68	320	
112	494	355,68	320	
113	520	374,4	320	SOTTOCAMPO 5 MVS4480-LV
114	520	374,4	320	
115	520	374,4	320	
116	494	355,68	320	
117	494	355,68	320	
118	494	355,68	320	
119	494	355,68	320	
120	494	355,68	320	
121	494	355,68	320	
122	494	355,68	320	
123	494	355,68	320	
124	494	355,68	320	
125	494	355,68	320	

Le cabine di trasformazione ed i relativi trasformatori sono dimensionati con un carico in ingresso pari a circa il 100 % della potenza nominale. Da ogni Cabina di Trasformazione verrà realizzato un collegamento in MT a 30 kV, fino alla Cabina di Raccolta, unica per tutto l'impianto. Dalla cabina di raccolta verrà effettuato il collegamento in MT, sempre a 30 kV verso la Stazione di Elevazione Utenza 30/150 kV, sita all'esterno dell'area impianto e più precisamente come evidenziato in Figura 3.

Qui di seguito si riporta tabella riassuntiva con indicazione della potenza sottesa a ciascuna della 5 Cabine di Trasformazione con relativo dimensionamento dei cavi di collegamento in MT

tra una Cabina di Trasformazione e la sua successiva fino alla Cabina di Raccolta, che sarà unica per tutto l'impianto.

TRATTA (da ... a ...)		Potenza AC [kW] ΣP_{inv}	Lungh. [m] ¹ (compres a di scorte)	Ib [A] Corrente nominale circuito	Sez. [mmq]	Tipo Cavo	N. terne trincea	ΔU %
CAB DI TRA 1	CAB DI TRA 2	8.960	420	176	185	ARE4H5EX 18/30 kV	1	0,09
CAB DI TRA 2	CAB DI TRA 3	17.920	500	352	240	ARE4H5EX 18/30 kV	1	0,17
CAB DI TRA 3	CAB DI TRA 4	28.880	410	528	240	ARE4H5EX 18/30 kV	2	0,11
CAB DI TRA 4	CAB DI TRA 5	35.840	330	704	300	ARE4H5EX 18/30 kV	2	0,09
CAB DI TRA 5	CAB DI RACC	40.000	370	786	300	ARE4H5EX 18/30 kV	3	0,08
CAB DI RACC	Stazione di Elevazione Utenza	40.000	2.030	786	300	ARE4H5EX 18/30 kV	3	0,43

2 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI

2.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico scelto è realizzato in silicio monocristallino, costituito da 132 celle solari, del tipo bifacciale. Più in particolare il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione del progetto avrà classe di potenza pari a 720 Wp. Le protezioni poste sul lato frontale e sul retro del modulo sono costituiti da un vetro temprato antiriflesso dello spessore di 2 mm, installato su cornice di supporto in alluminio anodizzato. Le scatole di connessione, installate sulla parte posteriore del modulo contengono la morsettiera con i diodi di bypass, i quali hanno la funzione di minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, e da cui partono i terminali di uscita, costituita da cavi precablati a connessione rapida. I dati tecnici sono riportati in Figura 5 e in Figura 6.

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%	
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%	
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG	710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%	
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	20.32 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG	715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%	
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	20.36 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG	720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%	
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	20.41 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

Figura 5: Dati elettrici modulo fotovoltaico

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

Figura 6: Caratteristiche di resistenza meccanica modulo fotovoltaico

2.2 Inverter

Per la configurazione di impianto è stata scelta una soluzione decentralizzata, con inverter della potenza nominale di 320 kW, con 12 MPPT con 2 ingressi ciascuno.

Con l'utilizzo di questa soluzione è possibile inseguire in maniera separata 12 punti di massima potenza (MPPT), evitando di utilizzare i quadri di parallelo in DC. Gli inverter saranno installati direttamente in campo, in corrispondenza delle stringhe servite.

In Figura sono riportati i dati tecnici dell'inverter.

Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz; 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PiD e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*336 mm
Peso	± 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 1071-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

Figura 7: Dati tecnici inverter

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp denominato “Romanazzi” e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località “Papatonno”

La configurazione dei moduli in campo sugli MPPT degli inverter è stata eseguita in maniera da avere i carichi uniformemente ripartiti in ingresso ai trasformatori e, di conseguenza, nei vari sottocampi. Si riporta in

Tabella 2 la distribuzione dei moduli sugli ingressi MPPT degli inverter.

Tabella 2: Configurazione MPPT

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC	DC / AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
1	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
2	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
3	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
4	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
5	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
6	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
7	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
8	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
9	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
10	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
11	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
12	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
13	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
14	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
15	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
16	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
17	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
18	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
19	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
20	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
21	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%

22	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
-----------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	--------	-----	------

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC	DC / AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
23	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
24	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
25	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
26	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
27	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
28	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
29	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
30	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
31	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
32	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
33	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
34	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
35	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
36	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
37	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
38	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
39	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
40	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
41	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
42	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
43	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
44	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
45	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
46	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp denominato "Romanazzi" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "Papatonno"

47	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
-----------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-------	-----	------

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC	DC / AC	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
48	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
49	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
50	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
51	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
53	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
54	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
55	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
56	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
57	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	572	411,84	320	129%
58	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	572	411,84	320	129%
59	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	572	411,84	320	129%
60	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
61	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
62	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
63	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
64	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
65	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
66	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
67	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
68	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
69	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
70	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
71	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp denominato "Romanazzi" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "Papatonno"

72	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
-----------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-------	-----	------

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC	DC / AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
73	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
74	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
75	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
76	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
77	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
78	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
79	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
80	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
81	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
82	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
83	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
84	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
85	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	572	411,84	320	129%
86	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	572	411,84	320	129%
87	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
88	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
89	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
90	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
91	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	546	393,12	320	123%
92	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
93	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
94	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
95	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
96	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp denominato "Romanazzi" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "Papatonno"

97	52	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
-----------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-------	-----	------

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC	DC / AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
98	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
99	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
100	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
101	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
102	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
103	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
104	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
105	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
106	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
107	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
108	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
109	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
110	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
111	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
112	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
113	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
114	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
115	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	520	374,4	320	117%
116	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
117	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
118	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
119	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
120	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
121	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 46,65 MWp denominato "Romanazzi" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "Papatonno"

122	52	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	--------	-----	------

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC	DC / AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
123	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
124	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%
125	52	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	494	355,68	320	111%

2.3 Trasformatore BT/MT

La trasformazione BT/MT avviene attraverso cinque trasformatori, isolati in olio.

Dei cinque trasformatori, quattro di questi sono di taglia 8.960 kVA ed uno da 4.480 kVA.

Tali trasformatori sono dislocati all'interno di altrettante cabine di trasformazione, situate lungo il perimetro dell'impianto in prossimità della viabilità interna di campo.

Qui di seguito si riportano le caratteristiche costruttive di ognuna delle due tipologie di trasformatore.

Trasf. da 8.960 kVA (MVS6400-LV) – n°4

Potenza massima trasformatore:	9.856 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	8.960 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 – 0,8 kV / (10 – 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11y11

Trasf. da 4480 kVA (MVS4480-LV)

Potenza massima trasformatore:	4928 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	4480 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 kV / (20 – 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

Nel seguito in Figura 8 e Figura 9 vengono riportati estratti delle schede tecniche della Cabine di Trasformazione afferenti ai rispettivi trasformatori.

Type designation	MVS3200-LV	MVS4480-LV
Transformer		
Transformer type		Oil immersed
Rated power	3200 kVA @ 40 °C	4480 kVA @ 40 °C
Max. power	3520 kVA @ 30 °C	4928 kVA @ 30 °C
Vector group		Dy11
LV / MV voltage		0.8 kV / 20 – 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2540 A	3557 A
Frequency		50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV		0, ±2×2.5%
Efficiency		≥99%
Cooling type		ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	7% (±10%)	8% (±10%)
Oil type		Mineral oil (PCB free)
Winding material		Al / Al
Insulation class		A
MV Switchgear		
Insulation type		SF6
Rate voltage		24 – 36 kV
Rate current		630 A
Internal arcing fault		IAC AFL 20kA/1s
Qty. of feeder		3 feeders
LV Panel		
Main switch specification		4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 10 pcs	260 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 30 pcs	400 A / 800 Vac / 1P, 42 pcs
Protection		
AC input protection		FUSE+Disconnecter
Transformer protection		Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection		50/51.50N/51N
LV overvoltage protection		AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data		
Dimensions(W*H*D)		6058*2896*2438 mm
Approximate weight	15 T	17 T
Operating ambient temperature range		-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply		5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection		IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 95 %
Operating altitude		1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication		Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance		IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Figura 8 - Scheda Tecnica MVS4480-LV

Type designation	MVS8960-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	8960 kVA @ 40 °C
Max. power	9856 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11Y1
LV / MV voltage	0.8-0.8 kV / 20 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	3577 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ± 2 * 2.5 %
Efficiency	≥ 99 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	9.5 % (± 10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 kV - 40.5 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1s
Qty. of feeder	3 feeders
LV panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	250 A / 800 Vac / 3P, 30 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 84 pcs
Protection	
AC Input protection	FUSE+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51, 50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Approximate weight	24 T
Operating ambient temperature range	-20 °C to 60 °C (optional: -30 °C to 60 °C)
Auxiliary transformer supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Figura 9 - Scheda Tecnica MVS8960-LV

2.4 Cabina BT/MT di campo (Cabine di trasformazione)

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- un sezionatore MT a 30 kV per la gestione della apertura della linea con le relative protezioni, per le cabine di inizio linee MT;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione delle aperture delle linee con le relative protezioni, per le cabine intermedie delle linee MT.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettro-zincata/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: 31,5 kA per 3 sec;
- Corrente nominale: 2500 A.

2.5 Servizi Ausiliari in bassa tensione

All'interno di ogni cabina di trasformazione è alloggiato un trasformatore della potenza opzionabile fino a 40 kVA per alimentare i servizi ausiliari

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale (max) : 40 kVA
- tensione primaria: 800±2x2.5% kV
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Yyn11
- tensione di corto circuito: 4%

I servizi ausiliari di ciascuna delle 5 Cabine di Trasformazione saranno alimentati dalla partenza dedicata a tali servizi presente nelle stesse. I servizi ausiliari presenti nella Cabina di Raccolta verranno invece alimentati attraverso un quadro dedicato in BT, che prende l'alimentazione direttamente da un trasformatore MT/BT 30/0,4 kV presente sempre in cabina di raccolta e con potenza pari a 50 kVA.

2.6 Cabina di Raccolta

All'interno dell'impianto fotovoltaico sarà disposta una unica Cabina di Raccolta, cui giungeranno i cavi in MT da ciascuna delle cinque Cabine di Trasformazione, che saranno collegate tra loro in entra-esci, con collegamento finale della Cabina di Trasformazione n° 5 alla Cabina di Raccolta.

All'interno di tale Cabina di Raccolta verrà alloggiato anche il trasformatore MT/BT di alimentazione degli ausiliari della stessa Cabina.

3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

Tutti i collegamenti in corrente continua e corrente alternata da realizzare a valle dei trasformatori saranno in bassa tensione.

3.1 Cavo BT in corrente continua

Per i collegamenti in corrente continua, costituiti dai cablaggi di stringa, si prevede l'utilizzo di cavo solare HIZ2Z2-K. Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Tipologia cavo: HIZ2Z2-K
- Tensione Massima: 1800 V – 1200 V
- Temperatura massima: 90 °C in condizioni di esercizio normali, 250 °C in condizioni di corto circuito
- Sezione: 6/10 mmq

La sezione è stata dimensionata sulla lunghezza del percorso più sfavorito, in maniera da garantire una caduta di tensione inferiore al 2 %.

Per la verifica del sovraccarico per la parte in corrente continua, 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.

Risulta quindi verificata la relazione:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

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 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.

3.2 Verifica accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione

La composizione elettrica delle stringhe di moduli, per il corretto accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione, deve essere tale da rispettare la finestra di tensioni di connessione/disconnessione dell'inverter, al fine di massimizzare le prestazioni dell'impianto ed evitare disconnessioni in momenti potenzialmente produttivi, considerando che la tensione ai capi di ogni stringa di moduli varia proporzionalmente al variare della temperatura dei moduli, scostandosi anche sensibilmente rispetto alle condizioni STC (Standard Test Conditions), rappresentate da una temperatura dei moduli fotovoltaici di 25 °C e da un irraggiamento sul piano degli stessi di 1000 W/mq. Inoltre, la tensione a circuito aperto di ogni stringa deve essere inferiore a quella massima sopportabile dall'inverter.

Pertanto devono essere verificate le seguenti condizioni:

$$V_{\min} > V_{\text{inv MPPT min}}$$

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

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

Dove:

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

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

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

V_{oc} , Tensione di circuito aperto dalle stringhe fotovoltaiche

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

Allo stesso modo deve essere verificato che:

$$I_{cc\ max} < I_{inv\ max}$$

Dove:

$I_{inv\ max}$, Corrente massima di ingresso dell'inverter

I_{cc} , Corrente di corto circuito delle stringhe fotovoltaiche

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e Tabella 4 sono riportate le verifiche condotte secondo quanto appena esposto.

Come si può evincere, le configurazioni di stringa scelte sono compatibili con i valori di tensione e corrente dell'inverter.

Tabella 3: Verifica tensioni di stringa

Verifica Tensione						
n. Moduli (stringa)	V min	V max	Voc max	V inv MPPT max	V inv MPPT min	V inv max
26	895	1240	1480	1300	860	1500

Tabella 4: Verifica corrente di stringa

Corrente		
n. Moduli (MPPT)	I sc max	I inv max
26	40,0	40,0

3.3 Cavo BT in corrente alternata

Per i collegamenti in BT in corrente alternata, che collegheranno gli inverter alle cabine di trasformazione, si prevede l'utilizzo di una terna di cavi unipolari ARG16R16, di cui si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Tipologia cavo: ARG16R16
- Tensione nominale: 0.6/1 kV
- Temperatura massima: 90 °C
- Sezioni previste: 185 mmq, 150 mmq, 120 mmq, 95 mmq, 70 mmq.

3.3.1 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:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

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)

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

4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

4.1 Cavo in Media Tensione

Per il collegamento in MT all'interno del campo fotovoltaico si prevede l'utilizzo di cavo in Alluminio cordati ad elica.

Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Cavo per posa interrata: ARE4H5EX
- Materiale del conduttore: Alluminio
- Temperatura massima: 90 °C in condizioni di esercizio normali
- 250 °C in condizioni di corto circuito
- Sezione: da 185 mmq a 300 mmq
- Tensioni di riferimento 18/30 kV
- Tensione nominale 30 kV
- Tensione nominale massima di impiego 36 kV

4.2 Dimensionamento dei cavi in 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 1,2 m di profondità;
- resistività termica massima del terreno: 1 K m/W.

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 (I_b), 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.

4.3 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 multipolari interrati nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17, con terne separate da una distanza pari al diametro esterno del cavo.

4.4 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 sottoindicata 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:

K_1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa);

K_2 coefficiente di correzione per profondità di posa;

K_3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da $1 \text{ m } ^\circ\text{K}/\text{W}$;

K_4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti;

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4$$

4.5 Dimensionamento e verifiche termiche

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 $30 \text{ }^\circ\text{C}$;
- temperatura di riferimento del suolo $20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- resistività termica del terreno $1 \text{ }^\circ\text{C m}/\text{W}$;
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali $105 \text{ }^\circ\text{C}$;
- temperatura massima in condizioni di corto circuito $300 \text{ }^\circ\text{C}$;
- tipo di conduttore alluminio;
- tipo di isolamento miscela di polietilene reticolato;
- tensione di riferimento $18/30 \text{ kV}$;
- portata teorica dei cavi;
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

4.6 Verifica della massima corrente 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 miscela elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di $250 \text{ }^\circ\text{C}$.

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

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 (12,5 kA).

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = k \cdot S / \sqrt{t}$$

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.

4.7 Verifica della massima 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 %

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:

$$\Delta V = K I L \times (R_L \cos\varphi + X_L \sin\varphi)$$

nella quale:

L , lunghezza della linea espressa in km;

I , corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A;

R_L , resistenza (a 80°) della linea nell'unità di lunghezza;

X_L , reattanza della linea nell'unità di lunghezza;

$\cos\varphi$, fattore di potenza;

k , 1,73 per linee trifasi.

Per i collegamenti in MT le cadute di tensione calcolate secondo la suddetta formula risultano essere ben al di sotto del 2%, per cui possono ritenersi trascurabili.

5 RETE DI TERRA

Il sistema di terra comprende le maglie interrate intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di alluminio 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 in 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 BT/MT, a loro volta messi a terra.

5.1 Descrizione della rete di terra

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

- Conduttori di terra:
 - Cavo unipolare ARG16R16 sezione 25 mmq per la messa a terra delle carcasse degli inverter e delle strutture metalliche
 - Cavo unipolare ARG16R16 sezione 95 mmq, 70 mmq
 - Conduttore nudo in rame per la maglia di terra delle cabine

- picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica, eventualmente da prevedere

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.

5.2 Collegamenti di terra per strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di alluminio da 25 mmq. 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.

6 MISURE DI PROTEZIONE

6.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

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.

6.2 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 mediante il 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.

6.3 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.

6.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

6.4.1 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.

6.4.2 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 con scaricatori di sovratensione.

7 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 degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione BT/MT.

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 inverter e la cabina di trasformazione BT/MT;
- 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, quadro Servizi ausiliari BT
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in MT, mediante gli appositi cavidotti.

8 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.

8.1 Prove di tipo

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.

8.2 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.

8.3 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".

8.4 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

8. Prova di isolamento verso terra

9. Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico

10. Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico

11. Verifica degli strumenti di misura

9 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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"
- EI 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: 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 450/750V
- 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: Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico
- CEI 82-25: VI-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)
- EI 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.


REPUBBLICA ITALIANA
MINISTERO DELL'INTERNO
CA39499GX

CARTA DI IDENTITÀ / IDENTITY CARD
 COMUNE DI / MUNICIPALITY
 LATERZA



COGNOME / SURNAME
PERRONE
 NOME / NAME
EMANUEL
 LUOGO E DATA DI NASCITA
PLACE AND DATE OF BIRTH
CASTELLANETA (TA) 21.08.1992
 SESSO / SEX
M
 STATURA / HEIGHT
173
 EMISSIONE / ISSUING
17.08.2020
 FIRMA DEL TITOLARE
HOLDER'S SIGNATURE


CITTADINANZA
NATIONALITY
ITA
 SCADENZA / EXPIRY
21.08.2030
693363

AC 2014 




REPUBBLICA ITALIANA
TESSERA SANITARIA
 CARTA REGIONALE DEI SERVIZI



Codice Fiscale **PRRMNL92M21C136E** **Sesso M**
Cognome **PERRONE**
Nome **EMANUEL**
Luogo di nascita **CASTELLANETA**
Data di scadenza **06/04/2022** **Provincia** **TA**
Data di nascita **21/08/1992**

Dati sanitari regionali

REGIONE PUGLIA

