



**CITTA' DI SAN SEVERO**



**CITTA' DI FOGGIA**



**COMUNE DI LUCERA**

**prov. di Foggia  
REGIONE PUGLIA**

## Impianto Agrivoltaico "SAN SEVERO"

della potenza di 32,642 MW in DC ubicato nel Comune di San Severo e relative opere di connessione ricadenti anche nei territori di Foggia e Lucera

### PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:



**SOLAR SUD SRL**  
LARGO AUGUSTO, 3  
20122 MILANO (MI)  
email PEC: solarsudsrl@legalmail.it

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:  
TKA999-PD-RE05-Relazione specialistica e calcoli impianto fotovoltaico-R0.doc

Data 1°emissione: <b>Marzo 2024</b>	Redatto: G.PISANI	Verificato: G.PERTOSO	Approvato: R.PERTUSO	Scala:	Protocollo Tekne:
n° revisione	1				TKA999
	2				
	3				
	4				

## INDICE

<b>1. PREMESSA</b>	<b>1</b>
<b>2. SCOPO</b>	<b>1</b>
<b>3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO</b>	<b>1</b>
<b>4. DATI CLIMATICI</b>	<b>3</b>
<b>5. DESCRIZIONE TECNICA</b>	<b>4</b>
5.1 CRITERI DI SCELTA	4
5.2 DESCRIZIONE GENERALE	4
5.2.1 SOTTOCAMPO	10
<b>6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DEL CAMPO AGRIVOLTAICO</b>	<b>13</b>
6.1 MODULI FOTOVOLTAICI	13
6.2 SISTEMA DI TRACKING	17
6.3 INVERTER	17
6.4 CABINE ELETTRICHE DI TRASFORMATORE BT/MT DI CAMPO	21
6.5 LOCALI TECNICI MT E BT	27
6.5.1 QUADRO MT	27
6.5.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	28
6.5.2.1 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	28
6.5.3 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	29
6.5.4 POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	29
6.6 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	29
6.6.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	29
6.6.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	29
6.6.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	30
6.6.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	31
6.6.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	31
6.6.6 CADUTE DI TENSIONE	32
6.7 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE E RELATIVI CALCOLI	32
6.7.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	32
6.7.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	32
6.7.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	32
6.7.4 VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	33
6.7.5 TIPI DI INSTALLAZIONE	33
6.7.6 CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	33
6.7.7 DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE	34
6.8 RETE DI TERRA	38
6.8.1 DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	38
6.8.2 COLLEGAMENTI DI TERRA	39

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	<i>Marzo 2024</i>	<i>G. PISANI</i>	<i>R. PERTUSO</i>	<i>R. PERTUSO</i>	TKA999
						Filename:
						TKA999-PD-RE05-R0

<b>7.</b>	<b><u>SISTEMA ANTIINTRUSIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA</u></b>	<b>39</b>
<b>8.</b>	<b><u>MISURE DI PROTEZIONE</u></b>	<b>43</b>
8.1	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	43
8.2	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	43
8.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	44
<b>9.</b>	<b><u>MONTAGGIO COMPONENTI</u></b>	<b>44</b>
<b>10.</b>	<b><u>COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO</u></b>	<b>45</b>
10.1	PROVE DI TIPO	45
10.2	PROVE DI ACCETTAZIONE IN FABBRICA	45
10.3	VERIFICHE IN CANTIERE	45
10.4	PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	46
<b>11.</b>	<b><u>VALUTAZIONE ENERGETICA</u></b>	<b>47</b>
<b>12.</b>	<b><u>NORMATIVA DI RIFERIMENTO</u></b>	<b>48</b>

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	<i>Marzo 2024</i>	<i>G. PISANI</i>	<i>R. PERTUSO</i>	<i>R. PERTUSO</i>	TKA999
						Filename:
						TKA999-PD-RE05-R0

## 1. Premessa

La società **SOLAR SUD S.R.L.** ha disposto di procedere alla progettazione delle opere necessarie per la realizzazione di un **Impianto agrivoltaico**, denominato “SAN SEVERO” in località “Motta Perastro”, da **32,64 MWp (DC)** nel **Comune di San Severo (FG)**.

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.

## 2. Scopo

Scopo del presente documento è la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto agrivoltaico, denominato “SAN SEVERO”, nel comune di San Severo (FG), e delle relative opere di connessione ricadenti anche nei territori di Foggia e Lucera, in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 0-2 (2002-09) e dall'art. 93 comma 4 del Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163.

## 3. Ubicazione dell'impianto

Il progetto in esame occupa una superficie complessiva di circa 84 ettari ed è ubicato nel territorio comunale di San Severo (FG), a circa 13,4 km a sud-est dal centro abitato.

Le aree scelte per l'installazione dell'impianto insistono interamente all'interno di terreni di proprietà privata e sono raggiungibili dalla Strada Statale n.16 “Adriatica”.

Il sito si trova ad un'altitudine media di m 50 s.l.m. ed è costituito da un unico lotto.

Le coordinate geografiche di riferimento per il campo agrivoltaico, nel sistema WGS84 sono:

- Latitudine: 41° 34' 28” N
- Longitudine: 15° 28' 25” E



Figura 1 - Inquadramento territoriale



Figura 2 – Viabilità di accesso all'impianto "San Severo"

## 4. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di San Severo (FG) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software PVsyst, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse.

Project summary			
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>	
SSR_MN7_SolarGIS		Latitude	41.58 °N
Italy		Longitude	15.47 °E
		Altitude	49 m
		Time zone	UTC+1
		<b>Project settings</b>	
		Albedo	0.20
<b>Meteo data</b>			
SSR_MN7_SolarGIS			
MN7_SolarGIS - Synthetic			
System summary			
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated	
Avg axis tilt	-0.1 °		
Avg axis azim.	0 °		
<b>System information</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>PV Array</b>		According to strings : Fast (table)	
Nb. of modules	51813 units	Electrical effect 100 %	
Pnom total	32.64 MWp	Diffuse shading Automatic	
		<b>Inverters</b>	
		Nb. of units	97 units
		Pnom total	27.90 MWac
		Grid power limit	27.90 MWac
		Grid lim. Pnom ratio	1.170
<b>User's needs</b>			
Unlimited load (grid)			
Results summary			
Produced Energy	59704238 kWh/year	Specific production	1829 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	90.26 %

### System Production

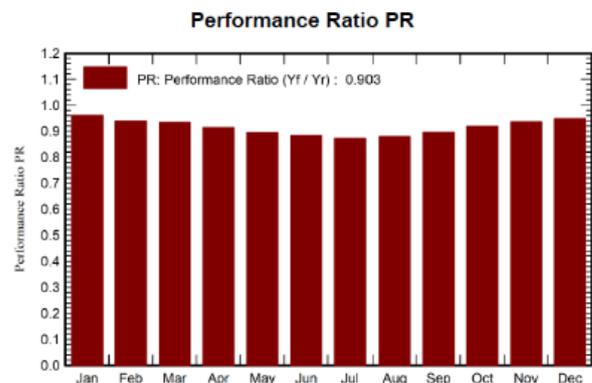
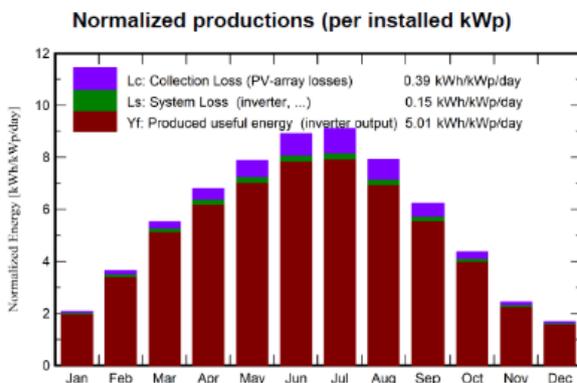
Produced Energy 59704238 kWh/year

Specific production

1829 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

90.26 %



L'energia prodotta in un anno dall'impianto APV tracker risulta essere pari a: **59.704.238 kWh/anno.**

L'irraggiamento orizzontale globale risulta essere pari a: **1.488 kWh/mq.**

## **5. Descrizione tecnica**

### **5.1 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 di suddividere l'impianto in *17 sottocampi* con potenze variabili e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, invece, mediante un numero variabile di inverter trifase di stringa per ogni sottocampo. Ciascun inverter sarà collegato ad un quadro AC e quindi poi al singolo trasformatore del sottocampo.

### **5.2 Descrizione generale**

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico sono:

- generatore fotovoltaico
- strutture di sostegno ed ancoraggio (tracker)
- cavi, cavidotti,
- inverter di stringa cc/ca
- quadro AC
- trasformatori MT/bt
- cabine di raccolta MT
- quadri MT

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 1919 stringhe fotovoltaiche formate da 27 moduli in serie e quindi complessivamente sarà composto da 51.813 moduli fotovoltaici con potenza unitaria di 630Wp. La potenza totale installata sarà di 32.642 kWp.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 17 sottocampi indipendenti. I sottocampi sono costituiti ciascuno da un numero variabile di inverter di stringa (di seguito specificato in dettaglio per ogni sottocampo) composti da stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo. Gli inverter utilizzati sono di due tipologie diverse che si differenziano tra loro a seconda della potenza nominale.

In alcuni sottocampi avremo inverter con potenza nominale di 300 kWac e uscita a 800 Vac, mentre in altri sottocampi saranno usati inverter da 200 kWac e uscita a 800 Vac,

Le uscite degli inverter vengono quindi portate ad un quadro AC, facente parte della stazione di trasformazione, che risulterà collegato, mediante opportune protezioni, al rispettivo trasformatore MT/bt 0.8/30kV di potenza variabile pari da 800 kVA a 3.150 kVA.

All'interno del campo sarà prevista 1 locale tecnico MT e BT (cabina di raccolta comprensiva del locale per servizi ausiliari) dalla quale partirà il cavidotto MT di connessione esterno che si conetterà alla SSE MT/AT, situata in prossimità della Stazione Elettrica Terna "Palmori" entrambe di futura realizzazione ubicate nel Comune di Lucera (FG).

La rete di cavi interna al campo prevede 2 Feeder, il primo costituito da 10 sottocampi e il secondo costituito dai restanti 7 sottocampi;

Qui di seguito il dettaglio dei sottocampi per ogni feeder:

- Feeder 1: T01-T02-T03-T04-T05-T06-T07-T08-T09-T10
- Feeder 2: T11-T12-T13-T14-T15-T16-T17

Si è inoltre scelto di utilizzare un sistema a orientamento variabile, che consente all'impianto di seguire il sole durante il periodo di rotazione della terra, da est a ovest, ovvero un sistema ad inseguimento sull'asse fisso nord-sud orizzontale rispetto al terreno con i moduli che cambieranno orientamento durante il giorno passando da Est a Ovest con un tilt pari a +/- 55° sull'orizzontale.

Questo tipo di tecnologia è detta ad "Asse Polare", ovvero gli inseguitori ad asse polare si muovono su un unico asse. Tale asse è simile a quello attorno al quale il sole disegna la propria traiettoria nel cielo. L'asse è simile ma non uguale a causa delle variazioni dell'altezza della traiettoria del sole rispetto al suolo nelle varie stagioni. Questo sistema di rotazione del pannello attorno ad un solo asse riesce quindi a tenere il pannello circa perpendicolare al sole durante tutto l'arco della giornata (sempre trascurando le oscillazioni estate-inverno della traiettoria del sole) e dà la massima efficienza che si possa ottenere con un solo asse di rotazione.

Di seguito il dettaglio di ogni campo:

Campo T01

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	85
N° Moduli fotovoltaici	85x27=2.295
Potenza complessiva DC	2.295x630Wp=1.445,85 kWp
N° Inverter di stringa	4
Potenza tot. Inverter	4x300kVA=1.200 kVA
Potenza Trasformatori	1x1600 kVA

Campo T02

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	168
N° Moduli fotovoltaici	$168 \times 27 = 4.536$
Potenza complessiva DC	$4.536 \times 630 \text{ Wp} = 2.857,68 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	8
Potenza tot. Inverter	$8 \times 300 \text{ kVA} = 2.400 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x3.150 kVA

Campo T03

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	126
N° Moduli fotovoltaici	$126 \times 27 = 3.402$
Potenza complessiva DC	$3.402 \times 630 \text{ Wp} = 2.143,26 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	6
Potenza tot. Inverter	$6 \times 300 \text{ kVA} = 1.800 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x2.500 kVA

Campo T04

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	92
N° Moduli fotovoltaici	$92 \times 27 = 2.484$
Potenza complessiva DC	$2.484 \times 630 \text{ Wp} = 1.564,92 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	5
Potenza tot. Inverter	$5 \times 300 \text{ kVA} = 1.500 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x1.600 kVA

Campo T05

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	145
N° Moduli fotovoltaici	$145 \times 27 = 3.915$
Potenza complessiva DC	$3.915 \times 630 \text{ Wp} = 2.466,45 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	7
Potenza tot. Inverter	$7 \times 300 \text{ kVA} = 2.100 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x3.150 kVA

Campo T06

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	147
N° Moduli fotovoltaici	$147 \times 27 = 3.969$
Potenza complessiva DC	$3.969 \times 630 \text{Wp} = 2.500,47 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	7
Potenza tot. Inverter	$7 \times 300 \text{kVA} = 2.100 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	$1 \times 3.150 \text{ kVA}$

Campo T07

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	62
N° Moduli fotovoltaici	$62 \times 27 = 1.674$
Potenza complessiva DC	$1.674 \times 630 \text{Wp} = 1.054,62 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	1+3
Potenza tot. Inverter	$1 \times 300 \text{kVA} = 300 \text{ kVA}$
Potenza tot. Inverter	$3 \times 200 \text{kVA} = 600 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	$1 \times 1.250 \text{ kVA}$

Campo T08

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	147
N° Moduli fotovoltaici	$147 \times 27 = 3.969$
Potenza complessiva DC	$3.969 \times 630 \text{Wp} = 2.500,47 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	7
Potenza tot. Inverter	$7 \times 300 \text{kVA} = 2.100 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	$1 \times 3.150 \text{ kVA}$

Campo T09

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	126
N° Moduli fotovoltaici	126x27=3.402
Potenza complessiva DC	3.402x630Wp=2.143,26 kWp
N° Inverter di stringa	6
Potenza tot. Inverter	6x300kVA=1.800 kVA
Potenza Trasformatori	1x2.500 kVA

Campo T10

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	61
N° Moduli fotovoltaici	61x27=1.647
Potenza complessiva DC	1.647x630Wp=1.037,61 kWp
N° Inverter di stringa	4
Potenza tot. Inverter	1x300kVA=300 kVA
Potenza tot. Inverter	3x200kVA=600 kVA
Potenza Trasformatori	1x1.250 kVA

Campo T11

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	120
N° Moduli fotovoltaici	120x27=3.240
Potenza complessiva DC	3.240x630Wp=2.041,20 kWp
N° Inverter di stringa	6
Potenza tot. Inverter	6x300kVA=1.800 kVA
Potenza Trasformatori	1x2.500 Kva

Campo T12

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	27
N° Moduli fotovoltaici	$27 \times 27 = 729$
Potenza complessiva DC	$729 \times 630 \text{ Wp} = 459,27 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	2
Potenza tot. Inverter	$2 \times 200 \text{ kVA} = 400 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x800 kVA

Campo T13

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	183
N° Moduli fotovoltaici	$183 \times 27 = 4.941$
Potenza complessiva DC	$4.941 \times 630 \text{ Wp} = 3.112,83 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	9
Potenza tot. Inverter	$9 \times 300 \text{ kVA} = 2.700 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x3.150 kVA

Campo T14

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	158
N° Moduli fotovoltaici	$158 \times 27 = 4.266$
Potenza complessiva DC	$4.266 \times 630 \text{ Wp} = 2.687,58 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	8
Potenza tot. Inverter	$8 \times 300 \text{ kVA} = 2.400 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x3.150 kVA

Campo T15

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	23
N° Moduli fotovoltaici	$23 \times 27 = 621$
Potenza complessiva DC	$621 \times 630 \text{ Wp} = 391,23 \text{ kWp}$
N° Inverter di stringa	1
Potenza tot. Inverter	$1 \times 300 \text{ kVA} = 300 \text{ kVA}$
Potenza Trasformatori	1x800 kVA

Campo T16

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	144
N° Moduli fotovoltaici	144x27=3.888
Potenza complessiva DC	3.888x630Wp=2.449,44kWp
N° Inverter di stringa	8
Potenza tot. Inverter	6x300kVA=1.800 kVA
Potenza tot. Inverter	2x200kVA=400 kVA
Potenza Trasformatori	1x3.150 kVA

Campo T17

Potenza unitaria modulo	630 Wp
N° Stringhe	105
N° Moduli fotovoltaici	105x27=2.835
Potenza complessiva DC	2.835x630Wp=1.796,05 kWp
N° Inverter di stringa	5
Potenza tot. Inverter	5x300kVA=1.500 kVA
Potenza Trasformatori	1x2.500 kVA

### 5.2.1 Sottocampo

Le caratteristiche tecniche di ciascuna tipologia di sottocampo sono riportate sinteticamente nelle tabelle seguenti.

Moduli fotovoltaici	Tipo:	JA SOLAR o similar
	Potenza di picco nominale Pm:	630W
	Tensione alla potenza massima Vm:	40,7 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	15,48 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	48,90 V
	Corrente di corto circuito Isc:	16,18 A

In fase esecutiva il pannello potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, anche di altri produttori in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione.

Parallelo di 24 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	408,24 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	24
	Numero di moduli totali	648
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.778,64 m <sup>2</sup>

Parallelo di 23 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	391,23 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	23
	Numero di moduli totali	621
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.704,53 m <sup>2</sup>

Parallelo di 22 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	374,22 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	22
	Numero di moduli totali	594
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.630,42 m <sup>2</sup>

Parallelo di 21 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	357,21 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	21
	Numero di moduli totali	567
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.556,31 m <sup>2</sup>

Parallelo di 20 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	340,20 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	20
	Numero di moduli totali	540
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.482,20 m <sup>2</sup>

Parallelo di 19 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	323,19 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	19
	Numero di moduli totali	513
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.408,09 m <sup>2</sup>

Parallelo di 18 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	306,18 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	18
	Numero di moduli totali	486
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.333,98 m <sup>2</sup>

Parallelo di 15 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	255,15 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	15
	Numero di moduli totali	405
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.111,65 m <sup>2</sup>

Parallelo di 14 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	238,14 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	14
	Numero di moduli totali	378
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	1.037,54 m <sup>2</sup>

Parallelo di 13 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	221,13 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	13
	Numero di moduli totali	351
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	963,43 m <sup>2</sup>

Parallelo di 12 stringhe

DC <sup>1</sup>	Potenza nominale, Pn:	204,12 kWp <sup>1</sup>
	Numero di stringhe in parallelo	12
	Numero di moduli totali	324
	Numero ingressi inverter	28
	Dimensioni in pianta (indicative):	889,32 m <sup>2</sup>
	Corrente di corto circuito I <sub>sc</sub> :	16,18 A

Tipologia inverter utilizzate nei campi:

Inverter	Numero:	12
	Tipo:	HUAWEI SUN2000-215KTL
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	500 ÷ 1500 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	200kVA @ 40°C
	Tensione nominale:	800 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

Inverter	Numero:	85
	Tipo:	HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	500 ÷ 1500 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	300kVA @ 40°C
	Tensione nominale:	800 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

In fase esecutiva gli inverter potranno essere sostituiti da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, anche di altri produttori in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione.

## 6. Descrizione dei componenti del campo agrivoltaico

Il campo agrivoltaico nel suo complesso sarà costituito dai seguenti elementi:

- 51.813 Moduli Fotovoltaici della potenza di 630Wp ciascuno;
- 1.919 Stringhe Fotovoltaiche costituita ciascuna da 27 moduli;
- 85 Inverter di Stringa DC/AC da 300kW;
- 12 Inverter di Stringa DC/AC da 200kW;
- 17 Cabine di campo con trasformatore bt/MT 0,8/33kV;
- 1 Cabina di raccolta/servizi ausiliari;
- Feeder 1 MT = 4.700 m;
- Feeder 2 MT = 2.950 m;
- Cavidotto di connessione esterno MT = 6.580 m;

### 6.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo JA SOLAR-JAM66D45 LB è composto da celle solari rettangolari realizzate con silicio monocristallino ed è di tipo bifacciale.

Il modulo è costituito da 132 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: doppio vetro 2.0+2.0 mm semi-temperato. La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio anodizzato.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Potenza di picco nominale P <sub>m</sub> :	630.0 W
Tensione alla potenza massima V <sub>m</sub> :	40.70 V
Corrente alla potenza massima I <sub>m</sub> :	15.48 A
Tensione a circuito aperto V <sub>oc</sub> :	48.90 V
Corrente di corto circuito I <sub>sc</sub> :	16.18 A
Efficienza massima:	23.3 %
Dimensioni:	2382x1134 mm
Spessore:	30 mm
Peso:	33.1 kg
Tipo di celle:	Silicio monocristallino
Numero di celle:	132
Classe di isolamento:	II
Tensione massima di sistema:	1500 V
Coefficienti di Temperatura:	$\alpha_{Pm}$ : - 0,30% / °C $\alpha_{Isc}$ : + 0,046% / °C $\alpha_{Voc}$ : - 0,260% / °C

*Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m<sup>2</sup>, spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C (EN 60904-3)*

In fase esecutiva il pannello potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, anche di altri produttori in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del parco agrivoltaico, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza complessivamente installata.

**630W** **LB**  
Series

 Higher power generation better LCOE

 n-type with very Lower LID

 Better Temperature Coefficient

 Better low irradiance response

 12-year product warranty

 30-year linear power output warranty

**n-type Bifacial Double Glass  
High Efficiency Mono Module  
JAM66D45 LB**

**605-630**

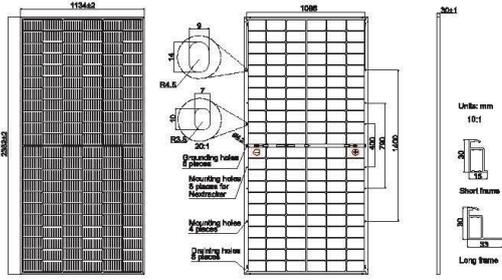
### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing





**630W** **605-630** **LB**  
JAM66D45 Series



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono-16BB
Weight	33.1kg
Dimensions	2382±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC), 12 AWC(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB	JAM66D45 -620/LB	JAM66D45 -625/LB	JAM66D45 -630/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.00	16.05	16.10	16.13	16.15	16.18
Maximum Power Current(Imp) [A]	15.28	15.34	15.39	15.42	15.45	15.48
Module Efficiency [%]	22.4	22.6	22.8	23.0	23.1	23.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.046%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.260%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.300%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

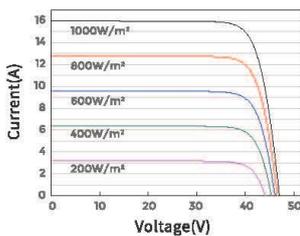
**ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO**

TYPE	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB	JAM66D45 -620/LB	JAM66D45 -625/LB	JAM66D45 -630/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	653	659	664	670	675	680
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Max Power Voltage(Vmp) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(Isc) [A]	17.28	17.33	17.39	17.42	17.44	17.47
Max Power Current(Imp) [A]	16.50	16.56	16.62	16.65	16.69	16.72
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

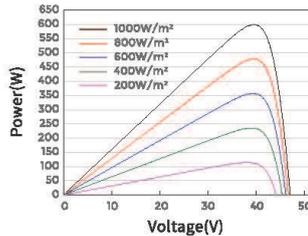
\*For NextTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NextTracker for reference.  
\*\*Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front

**CHARACTERISTICS**

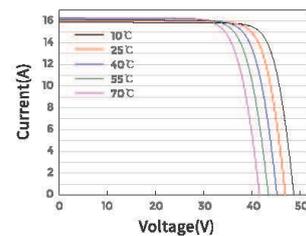
Current-Voltage Curve **JAM66D45-600/LB**



Power-Voltage Curve **JAM66D45-600/LB**

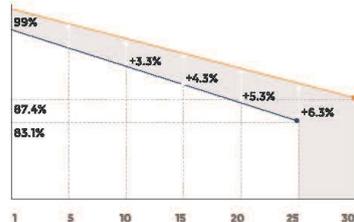


Current-Voltage Curve **JAM66D45-600/LB**



**Superior Warranty**

1% 1st-year Degradation  
0.4% Annual Degradation Over 30 years



• n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty  
• Standard Module Linear Performance Warranty

**OPERATING CONDITIONS**

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse Rating	35A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa (112 lb/ft²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa (50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29

## 6.2 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 motore elettrico agente su un motoriduttore collegato direttamente all'asse orizzontale, resistente a polvere e umidità, che permette di inclinare la serie formata da 27 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 direttamente dalla stringa in DC per ogni 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.

## 6.3 Inverter

Ciascuna stringa è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituito da due tipologie diverse di inverter:

- *Inverter HUAWEI SUN2000-330KTL-H1;*
- *Inverter HUAWEI SUN2000-215KTL-H0;*

le cui caratteristiche tecniche per ciascun modello saranno riportate qui di seguito. La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

### **HUAWEI SUN2000-330KTL-H1**

#### **Lato corrente continua**

Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
Range di tensione in MPPT:	500 ÷ 1500 Vcc

#### **Lato corrente alternata**

Potenza nominale:	300 kW
Tensione nominale:	800 V
Frequenza nominale:	50 Hz

Fattore di potenza:	1
<b>Sistema</b>	
Rendimento massimo:	99.00%
Temperatura ambiente di funzionamento:	- 25 ÷ 60°C
Sistema di raffreddamento:	Smart air cooling
Grado di protezione:	IP66
Umidità ambiente di funzionamento:	0% ÷ 100%
Metodo di raffreddamento:	Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria
Conformità:	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068
Comunicazioni:	Display, RS485, USB, MBUS
Dimensioni:	1,048 x 0,732 x 0,395 m (LxPxH)

**HUAWEI SUN2000-215KTL-H0**

**Lato corrente continua**

Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
Range di tensione in MPPT:	500 ÷ 1500 Vcc

**Lato corrente alternata**

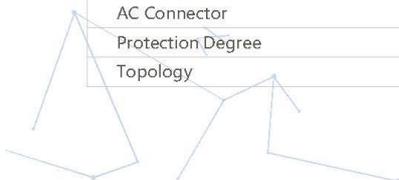
Potenza nominale:	200 kW
Tensione nominale:	800 V
Frequenza nominale:	50 Hz
Fattore di potenza:	1

**Sistema**

Rendimento massimo:	99.00%
Temperatura ambiente di funzionamento:	- 25 ÷ 60°C
Sistema di raffreddamento:	Smart air cooling
Grado di protezione:	IP66
Umidità ambiente di funzionamento:	0% ÷ 100%
Metodo di raffreddamento:	Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria
Conformità:	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068
Comunicazioni:	Display, RS485, USB, MBUS
Dimensioni:	1,035 x 0,700 x 0,365 m (LxPxH)

SUN2000-330KTL-H1  
**Technical Specifications**  
(Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String -Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

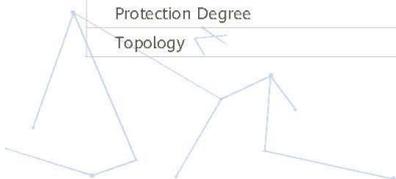


SOLAR.HUAWEI.COM

*Caratteristiche dell'inverter di stringa da 300 kW*

## Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



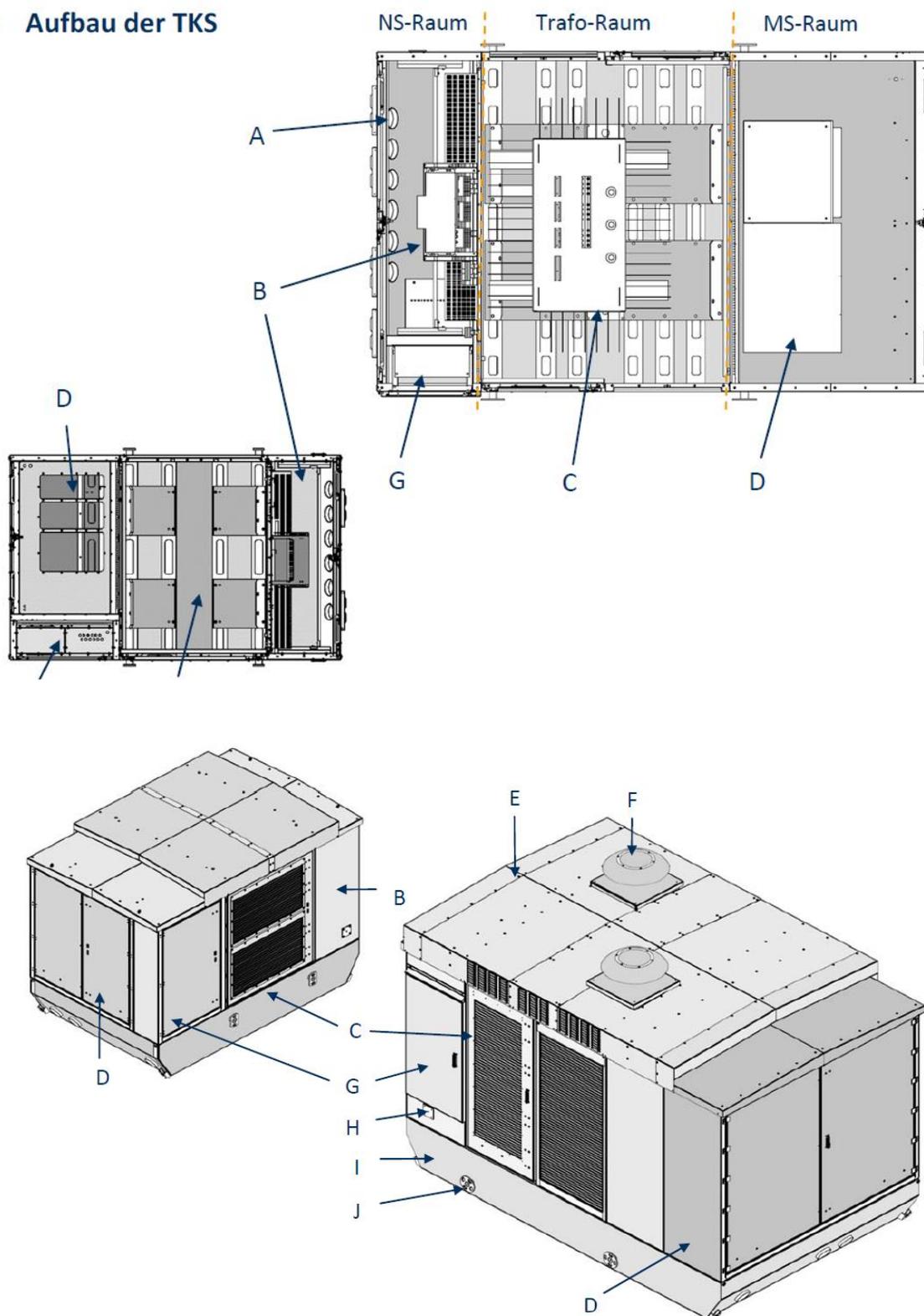
SOLAR.HUAWEI.COM

*Caratteristiche dell'inverter di stringa da 200 kW*

## 6.4 Cabine elettriche di trasformatore BT/MT di campo

Le cabine elettriche di trasformazione bt/MT di campo hanno la funzione di trasformare da bassa a media, la tensione convertita da ogni inverter, tramite trasformatore presente in ognuna di esse. Le cabine saranno di tipo prefabbricato dotate di 3 vani principali, di dimensioni variabile a seconda della tipologia di trafo che ospiteranno.

### 1.1 Aufbau der TKS



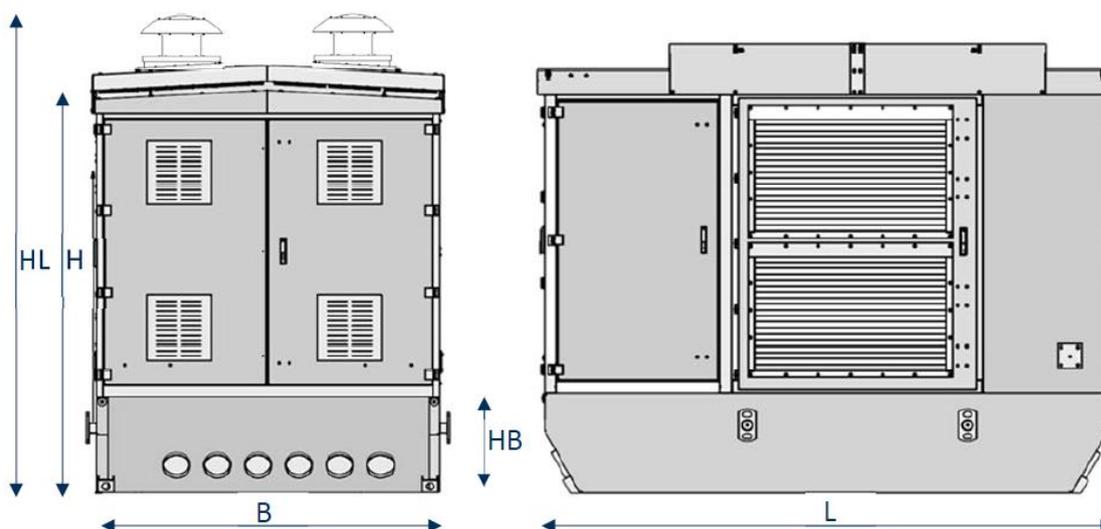
Dove:

- A: Ingresso cavo
- B: Vano bassa tensione
- C: Vano trasformatore
- D: Quadri di media tensione
- E: Tetto
- F: Aspiratore aria
- G: Modulo di comunicazione
- H: Connessione a terra
- I: Vasca di fondazione
- J: Punti di sollevamento

Le cabine prefabbricate che verranno usate nel seguente progetto saranno di due tipologie:

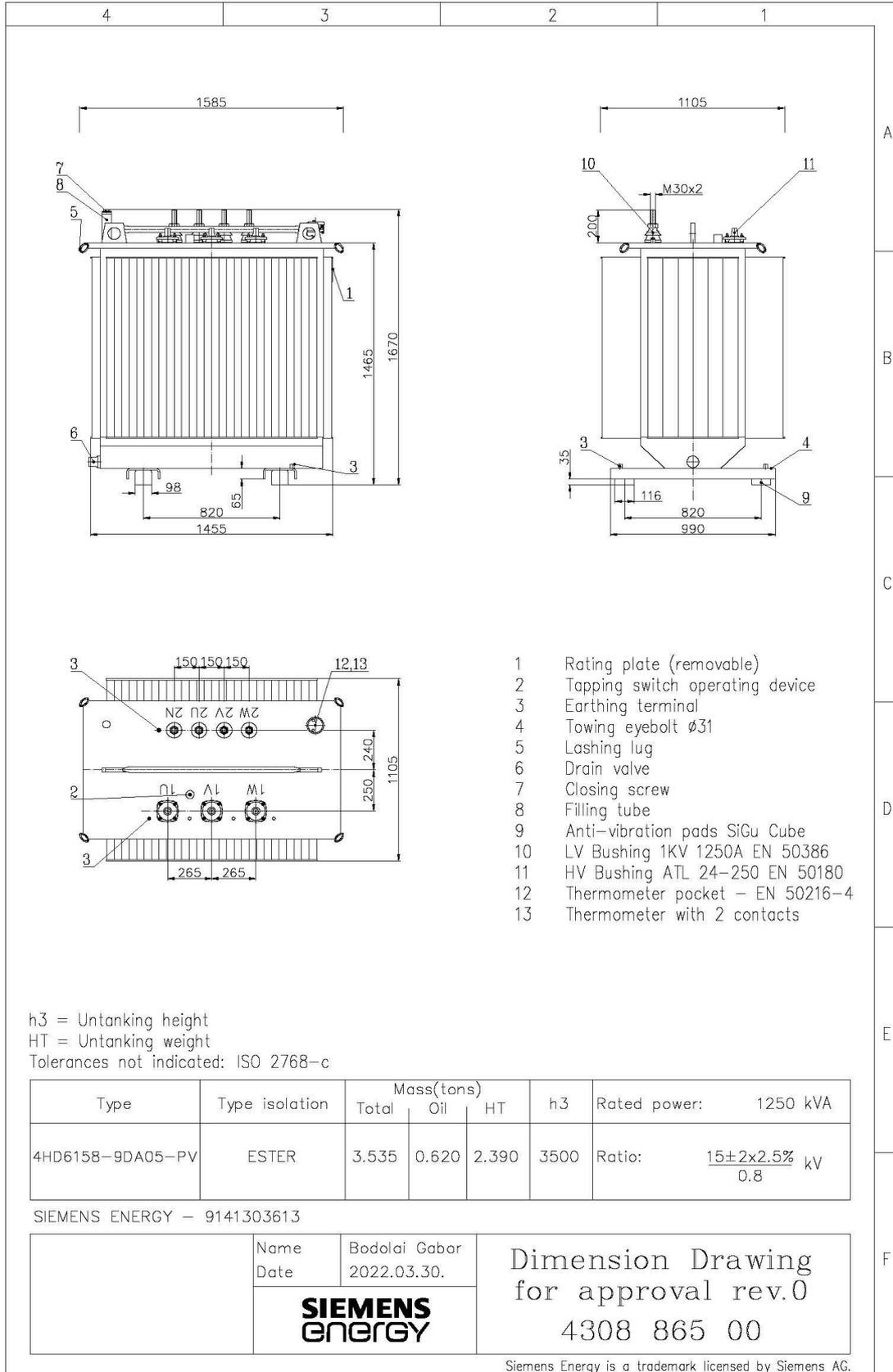
- TKS1800 con trasformatori da 800-1000-1250-1600 e 1800 kVA;
- TKS3150 con trasformatori da 2000-2500-3150 kVA;

kVA	TKS 1800	TKS 3150	Spannung in V	max. Strom in A	I <sub>n</sub> Leistungs-schalter in A	Spannung in V	max. Strom in A	I <sub>n</sub> Leistungs-schalter in A	Netz-spannung
800	x	-	800	577	800	400	1155	1250	10 kV ↓ 36 kV
1000	x	-	800	722	800	400	1443	1600	
1250	x	-	800	902	1000	400	1804	2000	
1600	x	-	800	1155	1250	400	2309	2500	
1800	x	-	800	1299	1600	400	2598	3200	
2000	-	x	800	1443	1600	400	2887	3200	
2500	-	x	800	1804	2000	400	3608	4000	
3150	-	x	800	2273	2500	400	4547	5000	



Nel vano trasformatore, accessibile direttamente dall'esterno mediante un idoneo portello di sicurezza troveranno posto i trasformatori MT/bt – 33/0,8kV di taglie variabili da 800 a 3.150kVA dalle seguenti caratteristiche:

<b>Technical description</b>	<b>Item ID: 9141303613</b>
Type designation	4HD6158-9DA05-PV
Design:	Three-phase, hermetically closed oil-immersed converter type distribution transformer for outdoor use
Standards, specification:	
Transformer acc. to ...	EN 60076
Oil acc. to ... / brand	Ecodesign acc.to No.548/2014 & 2019/1783 Amd EU Commission
Type of duty	EN 62770 / Midel eN
Type of cooling	continuous
Ambient temperature	KNAN
Temp. rise of winding / oil	40 °C
Altitude installation	65 K / 60 K
Frequency	1000 m
Rated power	50 Hz
High voltage	1250 kVA
tappings	15000 V
insulation level (kV)	±2.5; ±5%
Low voltage (U2)	LI 95 AC 38
insulation level (kV)	800 V
Vector group	LI - AC 10
No load losses	Dyn5 star point led out and 100% loadable
Load losses	855 W +0 %
Impedance voltage	9500 W +0 %
Sound power level LW(A)	6 % ±10 %
tolerance	55 dB(A)
Winding material LV / HV	+0 dB(A)
Terminals:	Al / Al
High voltage	Outer cone plug-in bushing according to EN 50180 Type A
Protection	IP 44
Low voltage	copper terminals with porcelain isolators according to EN 50386
Protection	IP 00
Dimensions, approximately	
Length (A1) x width (B1) x height (H1)	1585 mm x 1105 mm x 1670 mm
Cover height	1465 mm
Distance between rollers (E)	820 mm
Total mass / oil mass	3535 kg / 620 kg
Painting scheme	
Type	Painted
Color RAL..., thickness	RAL 7033, 140 µm
Tank construction	hermetically closed, with corrugated walls
Accessories:	Thermometer pocket - EN 50216-4
Drain valve	Thermometer with 2 contacts - VIAT 122-23-1H 2K
Tap changer	EN 50216-4 type C2 DN 31
Transport rollers	off-load type, operated by hand from above the cover.
In filling tube	without
Other accessories	Closing screw
	Electrostatic shield between HV & LV windings
	SiGu Cube Z107 6502 A
Documentation:	English
Dimension drawing	4308 865 00
Tests:	
Routine test	EN 60076
Packing	without



*Caratteristiche del trasformatore nella taglia 1250kVA*

Anche in questo caso ci si riserva di effettuare la scelta finale dei trasformatori in fase esecutiva, scegliendo altri modelli/marchi sulla base dello stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione dell'impianto.



*Vano Scomparti MT con i relativi Quadri MT*

In questo vano saranno installati gruppi integrati preassemblati costituiti da:

- Due scomparti di arrivo linea MT, moduli interruttore di manovra sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione in serie delle cabine elettriche;
- Un modulo interruttore in vuoto con relè di protezione (50-51) CEI 0-16 per protezione e sezionamento del trasformatore bt/MT del sottocampo;



*Quadro BT - Esempio di fusibili e sezionatori*



*Quadro di monitoraggio*

Il vano bt conterrà le apparecchiature lato AC, deputate ad accogliere le linee elettriche provenienti dai sottocampi, ovvero:

- Interruttore di arrivo linea del sottocampo;
- Pannello fusibili;
- Quadro integrato ausiliari;

il manufatto sarà di tipo omologato e completo di porte, finestre e golfari di sollevamento. In manufatto prevede inoltre una vasca sottostante integrata nella stessa cabina elettrica, per il passaggio dei cavi elettrici di collegamento tra le diverse apparecchiature interne alla cabina nonché di consentire l'ingresso dei cavi provenienti dalle altre apparecchiature dell'impianto.

## **6.5 Locali tecnici MT e BT**

I 17 sottocampi saranno collegati attraverso due linee feeder ad un locale shelter definito **Cabina di Raccolta**, deputato a cabina di sezionamento, misura e raccolta dell'energia prodotta. Dalla suddetta Cabina di raccolta partirà il cavidotto MT di connessione esterno che si conetterà alla SSE MT/AT, situata in prossimità della Stazione Elettrica Terna "Palmori" entrambe di futura realizzazione ubicate nel Comune di Lucera (FG).

### **6.5.1 Quadro MT**

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto MT prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 630 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione;
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 630 A – 36 kV 16KA;
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 400 A – 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione;
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure;
- n° 1 Scomparti M.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 corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

### **6.5.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/bt**

È 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 5 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.

#### **6.5.2.1 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, esso 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 250A, 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.

### **6.5.3 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.

### **6.5.4 Power Plant Controller (PPC)**

Il Power Plant Controller è un dispositivo usato per gestire gli impianti di produzione così da soddisfare i requisiti imposti dalla rete e dal suo gestore.

Esso servirà, tra gli altri, a valutare via via ed eventualmente limitare le potenze attiva e reattiva prodotte dall'impianto garantendo una migliore stabilità della rete e della potenza in uscita che, sarà, di fatto sempre compatibile con la potenza richiesta di connessione sul punto di interconnessione alla rete nazionale.

## **6.6 Collegamenti elettrici in bassa tensione**

### **6.6.1 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.:	800 V $\pm 5\%$
Frequenza nominale lato c.a.:	50 Hz $\pm 2\%$
Sistema di collegamento del neutro lato c.a.:	IT

### **6.6.2 Caratteristiche del cavo di bassa tensione**

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo:	<b>FG21M21</b> ovvero <b>H1Z2Z2-K</b>
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.

Per i collegamenti in corrente alternata:

Cavo per posa in aria o in tubo:	<b>ARG16(O)R16</b>
Materiale del conduttore	Alluminio
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale del riempitivo	Termoplastico, penetrante tra le anime (multipolari)
Materiale dell'isolamento	gomma qualità G16
Guaina	PVC qualità R16
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	0.6/1 kV c.a
Tensione massima	1.2 kV
Massima forza di tiro durante la posa	50 N/mm <sup>2</sup>

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

**6.6.3 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:

$$V_{stringa}(T_{max}) \geq V_{MPPT\_min\_inverter}$$

$$V_{stringa}(T_{min}) \leq V_{MPPT\_max\_inverter}$$

$$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$$

dove:

$V_{stringa}(T_{max})$  =Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

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

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

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

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

#### **6.6.4 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.

#### **6.6.5 Protezione contro il corto circuito**

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla presenza di un fusibile sulle stringhe, il quale 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.

### **6.6.6 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.

## **6.7 Collegamenti elettrici in media tensione e relativi calcoli**

### **6.7.1 Dati nominali di impianto**

Tensione nominale: 30 kV  $\pm 5\%$   
Frequenza nominale: 50 Hz  $\pm 2\%$   
Sistema di collegamento del neutro: isolato.

### **6.7.2 Caratteristiche del cavo di media tensione**

Cavo armato per posa direttamente interrata: ARG7H1E(X) 18/30kV  
Materiale del conduttore: Alluminio  
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

### **6.7.3 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 loro corrente di impiego.

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 ( $I_b$ ), 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.

#### **6.7.4 Valori massimi ammissibili della caduta di tensione**

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento dell'impianto per ogni tipo di alimentazione è il 2%.

#### **6.7.5 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.

#### **6.7.6 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 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:

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:

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

### **6.7.7 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 (mm<sup>2</sup>)

$t$  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  $\Omega$

$X$  = reattanza della linea in  $\Omega$

$\cos\varphi$  = fattore di potenza

k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento espressi al paragrafo 6.7.3, soddisfa le verifiche esposte al paragrafo 6.7.7, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

**Dimensionamento linea di Connessione MT alla SSE**

<b>potenza impianto</b>	32,64	MW
<b>tensione</b>	30	kV
<b>corrente</b>	628,90	A
<b>lunghezza cavidotto</b>	6580	m

<b>cavo ARG7H1E(X) 18/30 kV</b>						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo $\Omega$ /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	2,1	3	0,3400	2,711%	2,705%
150	330	1,9	2	0,2770	3,313%	3,305%
185	373	1,7	2	0,2210	2,643%	2,637%
240	434	1,4	2	0,1690	2,021%	2,016%
<b>300</b>	<b>489</b>	<b>1,3</b>	<b>2</b>	<b>0,1350</b>	<b>1,615%</b>	<b>1,611%</b>
400	560	1,1	2	0,1060	1,268%	1,265%
500	639	1,0	1	0,0830	1,985%	1,981%
630	728	0,9	1	0,0660	1,579%	1,575%

**Dimensionamento linea di connessione Feeder 1 MT**

<b>potenza feeder</b>	16,6	MW
<b>tensione</b>	30	kV
<b>corrente</b>	319,84	A
<b>lunghezza cavidotto</b>	4700	m

<b>cavo ARG7H1E(X) 18/30 kV</b>						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo $\Omega/\text{km}$	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	1,1	2	0,3400	1,477%	1,474%
150	330	1,0	1	0,2770	2,407%	2,401%
185	373	0,9	1	0,2210	1,920%	1,916%
240	434	0,7	1	0,1690	1,469%	1,465%
300	489	0,7	1	0,1350	1,173%	1,170%
400	560	0,6	1	0,1060	0,921%	0,919%
500	639	0,5	1	0,0830	0,721%	0,720%
630	728	0,4	1	0,0660	0,574%	0,572%

**Dimensionamento linea di connessione Feeder 2 MT**

potenza feeder	13,3	MW
tensione	30	kV
corrente	256,26	A
lunghezza cavidotto	2950	m

<b>cavo ARG7H1E(X) 18/30 kV</b>						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo $\Omega/\text{km}$	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,9	1	0,3400	1,486%	1,482%
150	330	0,8	1	0,2770	1,210%	1,208%
185	373	0,7	1	0,2210	0,966%	0,963%
240	434	0,6	1	0,1690	0,738%	0,737%
300	489	0,5	1	0,1350	0,590%	0,589%
400	560	0,5	1	0,1060	0,463%	0,462%
500	639	0,4	1	0,0830	0,363%	0,362%
630	728	0,4	1	0,0660	0,288%	0,288%

## **6.8 Rete di terra**

Il sistema di terra comprende le maglie interrato intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con tondino in acciaio interrato 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 alla piastra equipotenziale posta alla terminazione del cavo in rame nudo e del tondino in acciaio di risalita.

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.

### **6.8.1 Descrizione della rete di terra**

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

- Conduttori di terra costituito da tondino in acciaio inox di tipo V4A da 12 mm<sup>2</sup>
- (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 interrato 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.

## **6.8.2 Collegamenti di terra**

### **STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI**

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante un tondino in acciaio inossidabile di tipo V4A da 12 mm<sup>2</sup>.

### **CONVERTITORI**

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella isolato.

### **INVERTER DI STRINGA**

Le parti metalliche non in tensione dell'inverter devono essere collegate con cavo giallo-verde alla struttura dei moduli o del rack inverter.

## **7. Sistema antiintrusione e di videosorveglianza**

L'impianto agro-fotovoltaico sarà dotato di impianto di videosorveglianza gestito ed utilizzato dall'impresa appaltatrice. La videosorveglianza deve svolgersi nel rispetto dei diritti, delle libertà fondamentali, nonché della dignità delle persone fisiche, con particolare riferimento alla riservatezza e all'identità personale e nel rispetto dei principi di liceità, necessità e proporzionalità, disposti dal Garante della Privacy aggiornati ed integrati dall'ultimo provvedimento in materia di videosorveglianza attualmente vigente. L'installazione e l'attivazione del sistema di videosorveglianza ha lo scopo di:

- monitorare i luoghi e gli immobili di proprietà;
- prevenire eventuali atti di vandalismo, danneggiamento o furto del patrimonio aziendale;
- sicurezza a tutela degli stessi dipendenti e funzionari dell'Azienda.

### **Titolare, Responsabile e incaricato del trattamento dei dati**

Il Titolare del trattamento dei dati è l'impresa appaltatrice, in persona dell'amministratore pro tempore. Sarà nominato apposito Responsabile e incaricato del trattamento dei dati, Responsabile della Privacy Aziendale che svolge attività di vigilanza manutenzione e utilizzo del sistema per il trattamento delle immagini e dati.

### **Modalità di trattamento dei dati**

La raccolta, la registrazione, la conservazione e, in generale, l'utilizzo di immagini configura un trattamento di dati personali. È considerato dato personale, infatti, qualunque informazione relativa a persona fisica identificata o identificabile, anche indirettamente, mediante riferimento a qualsiasi altra informazione.

### **Caratteristiche tecniche e posizionamento delle telecamere**

Le telecamere sono posizionate in corrispondenza degli ingressi. Il sistema si compone di 75 telecamere di tipo bullet e 14 telecamere di tipo dome che comunicano i dati a videoregistratori con tecnologia digitale, non interconnessi con altri sistemi, archivi o banche dati, né accessibili da altre periferiche.

Tale sistema è suscettibile di future implementazioni e adeguamenti alle eventuali esigenze.

### **Periodo di conservazione dei dati**

La conservazione delle immagini, in applicazione del principio di proporzionalità deve essere commisurata al tempo necessario - e predeterminato - a raggiungere le finalità perseguite, deve essere limitata a poche ore o, al massimo, alle ventiquattro ore successive alla rilevazione, fatte salve speciali esigenze di ulteriore conservazione in relazione a festività o chiusura degli uffici, nonché nel caso in cui si dovesse aderire ad una specifica richiesta investigativa dell'autorità giudiziaria o di polizia giudiziaria. Il sistema impiegato deve essere programmato in modo da operare al momento prefissato; l'integrale cancellazione automatica delle informazioni deve avvenire allo scadere del termine previsto da ogni supporto, anche mediante sovra-registrazione, con modalità tali da rendere non riutilizzabili i dati cancellati.

### **Segnalazione delle telecamere**

La segnalazione della videoregistrazione deve essere collocata prima e nelle vicinanze del raggio d'azione delle telecamere, il cartello deve inglobare un simbolo o una stilizzazione di esplicita e immediata comprensione, al fine di informare che le immagini sono visionate e registrate. Il Garante della Privacy indica l'utilizzo del modello semplificato di informativa "minima" indicando il Titolare del trattamento e la finalità perseguita (Motivi di sicurezza).

### **Accesso al sistema e misure di sicurezza a protezione del trattamento dei dati**

Le registrazioni effettuate dalle telecamere sono conservate in appositi armadietti le cui chiavi sono custodite dal Responsabile incaricato della gestione del sistema. La necessità di garantire, in particolare, un livello elevato di tutela dei diritti e delle libertà fondamentali rispetto al trattamento dei dati personali, consente la possibilità di utilizzare sistemi di videosorveglianza, purché ciò non determini un'ingerenza ingiustificata nei diritti e nelle libertà fondamentali degli interessati. Naturalmente l'installazione di sistemi di rilevazione delle immagini deve avvenire nel rispetto, oltre che della disciplina in materia di protezione dei dati personali, anche delle altre disposizioni dell'ordinamento applicabili, quali ad es. le vigenti norme dell'ordinamento civile e penale in materia di interferenze illecite nella vita privata, sul controllo a distanza dei lavoratori ecc.

Detti interventi dovranno comprendere la fornitura e installazione di nuove telecamere, di nuovi sistemi di archiviazione e visualizzazione e della infrastruttura di rete necessaria al collegamento dei dispositivi.

Si prevede inoltre:

- l'inserimento di un server di visualizzazione e gestione archivi video presso il locale tecnico della centrale;
- il posizionamento, sempre all'interno del medesimo locale tecnico, del server di visualizzazione;
- la registrazione di immagini su DVR da telecamere digitali montate su palo.

A valere su tutte le telecamere, il posizionamento e inquadratura di ciascuna di esse dovrà essere definito sul posto. Per le telecamere sul perimetro esterno, e sui passi carrai, l'appaltatore dovrà prevedere la fornitura e installazione di pali e/o staffaggi idonei al fine di ottenere le inquadrature desiderate.

### **Telecamere su palo**

Le telecamere saranno posizionate su pali. Di seguito si riportano le componenti necessarie alla realizzazione del sistema tipo:

- Pozzetto 50x50 plinto di fondazione per il palo;
- Eventuale illuminatore IR;
- Staffa supporto telecamera Dome;
- Telecamera Bullet con sensore di movimento a doppia tecnologia con sistema di protezione "pet immunity"

### **Centro di Gestione e Archiviazione**

Il centro di gestione/visualizzazione sarà da installare presso il locale tecnico della Centrale e sarà così composto:

- n.1 sistema di visualizzazione composto da un server dotato di software per la visualizzazione in tempo reale delle immagini provenienti dalle telecamere (almeno 24 per schermata) e per la consultazione dello storico delle immagini registrate.
- Il server dovrà essere fornito di garanzia full risk di anni cinque. Al fine di adempiere alla normativa sul trattamento dei dati sensibili, l'accesso al sistema dovrà essere protetto da un sistema di autenticazione e identificazione biometrico basato su impronta digitale. Al fine di rendere più affidabile il sistema di identificazione, il lettore di impronta digitale non dovrà essere del tipo a "strisciamento", a semplice apposizione del dito sulla finestra di lettura. La risoluzione del lettore dovrà essere uguale o superiore ai 500dpi. Il lettore d'impronta digitale

deve offrire funzioni di sicurezza avanzata (enrolment, trattamento e confronto di impronte digitali).

- n.1 monitor a colori
- sistema di registrazione immagini basato su n.6 NAS (Network Attached Storage) da almeno 2,5 terabyte ciascuno in tecnologia raid 5 (n.3 hard disk in raid 5 + 1 di spare). Ciascun Nas dovrà possedere 1 o più interfacce di rete di tipo gigabit ethernet RJ45. I sistemi dovranno essere forniti di garanzia full risk di anni cinque.
- gruppo di continuità del tipo on-line da almeno 3.000 VA e autonomia di 2 ore per montaggio a rack al fine di proteggere i 6 NAS + i server di visualizzazione da sbalzi di tensione e cadute di corrente. A tal fine il gruppo UPS dovrà, in caso di caduta di corrente, poter dare automaticamente comandi di shutdown ai server e ai sistemi di registrazione NAS al fine di chiudere correttamente i file.

### **Infrastruttura di rete IP dedicata alla TVCC**

Per il collegamento delle telecamere al centro di gestione dovrà essere realizzata una infrastruttura di rete IP fisicamente separata dalle altre reti con partenza dal locale tecnico centrale.

Vista la notevole distanza delle telecamere dal punto di concentrazione, si prevedono diversi punti di partenza per i cavi in rame necessari al loro collegamento.

Ai fini della sicurezza del sistema sia lo switch centrale, sia quelli periferici dovranno essere configurati in modo tale da consentire l'accesso solamente a determinate utenze/dispositivi autorizzate/i. Ciò al fine di negare l'accesso alla rete TVCC da parte di utenti non autorizzati.

I nuovi switch dovranno essere adeguatamente protetti in armadi rack. A tal fine occorre prevedere l'installazione di due nuovi armadi a pavimento con porta anteriore trasparente e chiusura a chiave.

Essi dovranno essere completi dei seguenti accessori:

- montante laterale armadio a pavimento,
- coppia canali laterali per armadi con ganci passacavi in metallo, canalina di alimentazione 19" 6 prese + Interruttore magnetotermico,
- sistema di ventilazione da tetto a 3 ventole con termostato di gestione, gancio passacavi laterale, ripiano standard, kit di messa a terra;

L'appaltatore dovrà provvedere anche alla realizzazione dell'allacciamento elettrico dei nuovi armadi sopra citati. Dovranno essere realizzati dei collegamenti gigabit ethernet tramite la fornitura e posa di cavi a fibre ottiche multimodali OM3 che saranno attestati su nuovi cassette ottici per montaggio a rack 19" con terminazioni LC. La fibra ottica dovrà essere attestata con pig tail LC OM3 con

giuntatrice ottica. Ogni fibra dovrà essere certificata in prima e seconda finestra con utilizzo di strumento OTDR e dovrà essere rilasciata la documentazione dei singoli test effettuati.

Con la documentazione dovrà essere rilasciata una tabella riportante le lunghezze ed attenuazioni delle singole fibre ottiche e il certificato di taratura dello strumento in corso di validità. La documentazione dovrà essere prodotta in formato cartaceo e su file.

Con la documentazione dovrà essere rilasciato il certificato di taratura dello strumento in corso di validità. La documentazione dovrà essere prodotta in formato cartaceo e su file.

## **8. Misure di protezione**

### **8.1 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.

### **8.2 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  $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

### **Sistema in corrente alternata (IT)**

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 IT 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.

## **8.3 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 e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

## **9. 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 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 inverter 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.

## **10. 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.

### **10.1 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.

### **10.2 Prove di accettazione in fabbrica**

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.

### **10.3 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".

## 10.4 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  $10\Omega$ , 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

## 11. Valutazione energetica

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto agrivoltaico 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,

**La producibilità annua per l'impianto da 32.642 kWp è pari a 59.704.238 kWh/anno**

L'installazione dell'impianto agrivoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana pari a 836 g di CO<sub>2</sub> emessa per ogni kWh prodotto (dati Rapporto ambientale 2013 -ENEL), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

**Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate in un anno: 49.912,74 ton**

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le **T.E.P.** (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. 1 TEP equivale al risparmio di 5.347kWh nel caso di energia elettrica, a 11.628kWh per l'energia termica e 1.200 m<sup>3</sup> di gas naturale. In termini ambientali, invece, 1 TEP rappresenta 2,4 tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse nell'atmosfera che a loro volta richiedono il lavoro di 200 alberi per essere ripuliti.

Considerato che un impianto fotovoltaico di 1 kWp è in grado di generare in un anno 1.000/1.500 kWh/kWp risulta che ogni kWp di potenza installata genera un risparmio annuo di 0,2/0,3 TEP, quindi un risparmio di 6/9 TEP nei 30 anni di vita media.

Per calcolare i TEP di risparmio ottenibili con l'installazione di un impianto fotovoltaico la normativa ci mette a disposizione una semplice formula:

RISPARMIO netto in TEP = (kWp x H<sub>qe</sub> x K x 0,187 X 3,36) /1.000

dove:

- $kWp$  è la potenza dell'impianto (**32.642 Kwp**);
- $H_{qe}$  è il numero di ore annue equivalenti indicate in una tabella fornita. Valore variabile in base alla città in cui si trova l'impianto FV (**1.250 h/anno** per la provincia di Foggia);
- $K$  è un coefficiente che varia in base all'inclinazione dei moduli fotovoltaici. Se l'inclinazione è meno di  $70^\circ$ , è uguale a **1**.

Dunque, si può stimare che l'impianto oggetto di studio potrà contribuire (in fase di esercizio) alla riduzione delle tonnellate equivalenti di petrolio:

**Riduzione TEP pari a 25.638 TEP/anno**

## 12. 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*
- DM 19/05/2010: *Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37*
- DPR 151/2011: *Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi*

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 1: Generalità*
- CEI EN 50588-1 *Trasformatori di media potenza a 50Hz, con U<sub>max</sub> per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali*
- CEI-UNEL 35011;V2: *Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione*
- CEI EN 50618: *Cavi elettrici per impianti fotovoltaici*
- 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 61439-1/EC: *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 IEC 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  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 61215-1-2: *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 61215-1-3: *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 61215-1-4: *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 IEC 61730-1/EC: *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 62305-1/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-2/EC: *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*
- CEI EN 62305-4/EC: *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;V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*
- *Codice di Rete, Terna spa* *Codice Di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo E Sicurezza Della Rete*

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.


 Ing. Renato Pertuso  
 Tecnico