



# IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "TRUNCU REALE" DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI SASSARI (SS)

**OPERA DI PUBBLICA UTILITA'**  
**VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE ai sensi del D.Lgs 3 aprile 2006, n.152 ALL. II**

CUSTOMER  
Committente

## FIMENERGIA

ADDRESS  
Indirizzo

VIA L.BUZZI, 6, 15033 CASALE MONFERRATO (AL)  
T. +390292875126 (ufficio operativo)

DESIGNERS TEAM  
Gruppo di progettazione

SUPERVISION  
Coordinamento

## FAVERO ENGINEERING

VIA GIOVANNI BATTISTA PIRELLI, 27  
20124 MILANO (MI)  
T. +390292875126

Ing. FRANCESCO FAVERO

CONSULTANTS  
Consulenti

**AMBIENTALE:** Dott.ssa MARZIA FIORONI  
Via C.Battisti, 44 23100 Sondrio (SO) - +39 0342 050347 - mfioroni@alp-en.it  
**GEOLOGIA, GEOTECNICA E IDRAULICA:** Dott. Geol. FAUSTO PANI  
Via Castelli, 2 09122 Cagliari (CA) - +39 070 272011 - fausto.pani@gmail.com  
**AGRONOMIA:** Dott. Agr. GIUSEPPE PUGGIONI  
Via Don Minzoni, 3 07047 Thiesi (SS) - +39 348 6621842 - puggioni@gmail.com  
**ARCHEOLOGIA:** Dott. Arch. FABRIZIO DELUSSU  
Via Depretis, 7 08022 Dorgali (NU) - + 39 3475012131 - archeologofabriziodelussu@gmail.com  
**ACUSTICA:** Ing. CARLO FODDIS, Ing. IVANO DISTINTO  
Viale Europa, 54 09045 Quartu San'Elena (CA) - + 39 070 2348760 - cf@fadsystem.net  
**FAUNA:** Dott. Nat. MAURIZIO MEDDA  
Via Lunigiana, 17 09122 Cagliari (CA) - +39 393 8236806 - meddamaurizio@libero.it  
**FLORA:** Dott. Nat. FABIO SCHIRRU  
+39 347 4998552 - fabio.schirru@pecagrotecnici.it

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED
00	Febbraio 2024	PRIMA EMISSIONE	Ing. A. Lunardi	Ing. A. Lunardi	Ing. F. Favero
01					
02					
03					
04					

DRAWING - Elaborato

TITLE  
Titolo

## DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

DRAWING DETAILS - Dettagli di disegno

GENERAL SCALE  
Scala generale

-

DETAIL SCALE  
Scala particolari

-

ARCHIVE - Archivio

FILE

DTG\_006

PLOT STYLE

FAVERO ENGINEERING.ctb

CODING - Codifica

PROJECT LEVEL  
Fase progettuale

## DEFINITIVO

CATEGORY  
Categoria

## DTG

PROGRESSIVE  
Progressivo

## 0

## 0

## 6

REVISION  
Revisione

## 00

## **INDICE**

1	PREMESSA.....	2
2	CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO .....	4
2.1	Moduli fotovoltaici .....	4
2.2	Inverter .....	6
2.3	Trasformatore .....	8
2.4	Struttura di supporto - tracker .....	9
2.5	Gestione dei tracker e movimentazione .....	10
2.6	Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza .....	11
2.7	Impianto di video sorveglianza.....	11
2.8	Cabine .....	12
2.8.1	Cabina Utente.....	12
2.8.2	Cabina di consegna .....	14
2.8.3	Cabine trasformazione.....	15
2.8.4	Tabella riassuntiva cabine .....	17
2.9	Elettrodotto MT in cavo a 15 kV .....	18
3	SICUREZZA ELETTRICA.....	20
3.1	Protezione contro le sovracorrenti .....	20
3.2	Protezione contro i contatti indiretti .....	20
3.3	Protezione contro i contatti diretti.....	20
3.4	Scelta dei materiali in relazione al rischio di incendio.....	20
3.5	Protezione lato c.c. ....	21
3.6	Protezioni contro le sovratensioni .....	21
4	COLLEGAMENTO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE.....	22
4.1	Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete .....	23
4.2	Gruppi di misura .....	24
5	GESTIONE IMPIANTO .....	25

# **1 PREMESSA**

Il presente documento costituisce il Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici relativo alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per il progetto di otto impianti fotovoltaici e agrivoltaici di produzione di energia elettrica da fonte solare, della potenza complessiva di 61,15 MWp, e delle relative opere di connessione. Gli impianti sono composti da pannelli fotovoltaici installati su inseguitori monoassiali, e sono situati nelle località Cugulasu, Giorre Verdi, e Su Giau nel comune di Sassari. Gli impianti, aventi una superficie complessiva di circa 81 ha, sono raggruppati in 3 lotti, corrispondenti alle località in cui si inseriscono.

Per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), si fa riferimento ai preventivi di connessione proposti da E-Distribuzione, specifici per ogni impianto e accettati dalla società FIMENERGIA S.r.l.

In tabella sono riepilogate le caratteristiche di ogni impianto:

<b>Nome Impianto</b>	<b>Potenza installata</b>	<b>Potenza in immissione</b>	<b>Superficie</b>	<b>Località</b>	<b>Tipologia</b>	<b>Codice preventivo di connessione</b>
<b>Bassu 1</b>	<b>9,30 MWp</b>	<b>7,95 MW</b>	<b>12,51 ha</b>	<b>Cugulagiu</b>	<b>Agrivoltaico</b>	<b>377096864</b>
<b>Bassu 2</b>	<b>8,49 MWp</b>	<b>7,95 MW</b>	<b>12,54 ha</b>	<b>Cugulagiu</b>	<b>Agrivoltaico</b>	<b>377144485</b>
<b>Truncu Reale 2</b>	<b>4,31 MWp</b>	<b>4,2 MW</b>	<b>6,03 ha</b>	<b>Giorre Verdi</b>	<b>Agrivoltaico</b>	<b>346849178</b>
<b>Truncu Reale 3</b>	<b>8,25 MWp</b>	<b>7,95 MW</b>	<b>9,62 ha</b>	<b>Giorre Verdi</b>	<b>Fotovoltaico</b>	<b>336584232</b>
<b>Truncu Reale 4</b>	<b>8,20 MWp</b>	<b>7,95 MW</b>	<b>9,12 ha</b>	<b>Giorre Verdi</b>	<b>Fotovoltaico</b>	<b>377037702</b>
<b>Truncu Reale 5</b>	<b>8,14 MWp</b>	<b>7,95 MW</b>	<b>10,43 ha</b>	<b>Giorre Verdi</b>	<b>Agrivoltaico</b>	<b>336586272</b>
<b>Truncu Reale 6</b>	<b>8,14 MWp</b>	<b>7,95 MW</b>	<b>11,18 ha</b>	<b>Su Giau</b>	<b>Agrivoltaico</b>	<b>377149730</b>
<b>Truncu Reale 7</b>	<b>6,31 MWp</b>	<b>6,00 MW</b>	<b>9,57 ha</b>	<b>Su Giau</b>	<b>Agrivoltaico</b>	<b>371292053</b>
<b><u>TOTALE</u></b>	<b><u>61,15 MWp</u></b>	<b><u>57,90 MW</u></b>	<b><u>81,00 ha</u></b>			

L'intervento si identifica come misto di impianti fotovoltaici e agrivoltaici, e questi ultimi rientrano nel Tipo 1, come classificato dalle Linee Guida del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), il quale indica il coesistere, nella stessa area, dell'attività agricola e della produzione di energia elettrica da fotovoltaico.

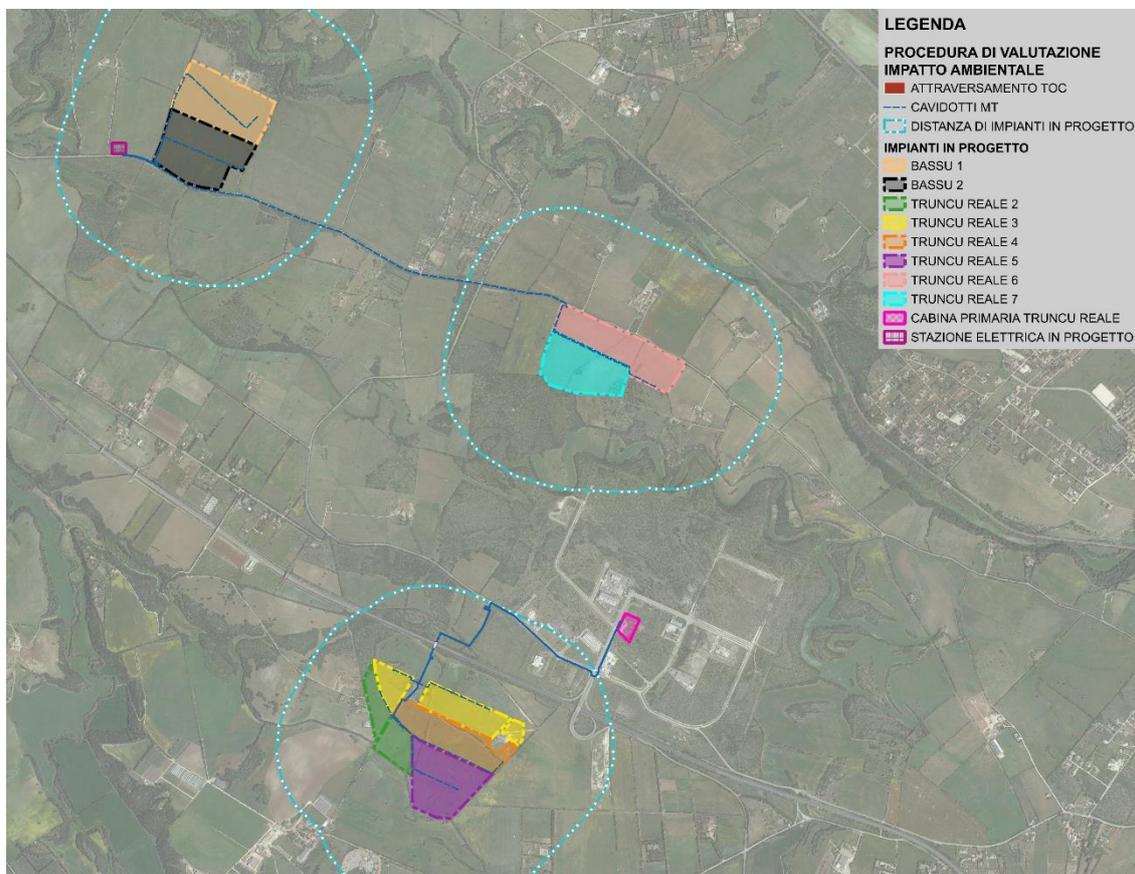


Figura 1 - Suddivisione impianti in progetto

## **2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO**

### **2.1 Moduli fotovoltaici**

I moduli previsti per la realizzazione del generatore fotovoltaico sono di marca Astronergy, modello ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH, in silicio monocristallino bifacciali, aventi potenza nominale pari a 655 Wp (misurazioni effettuate a condizioni standard 1000 W/m<sup>2</sup>, 25° C, AM 1.5G).

Il prodotto è realizzato con celle ad alta efficienza, con garanzia di 12 anni sul prodotto e di 30 anni sulla produzione.

Altre informazioni, dettagliate, su caratteristiche operative ed elettriche relative alla capacità di produzione in funzione dei valori fisici esterni, quali temperature, umidità, irraggiamento, sono riportate nella scheda tecnica del pannello fornita dal costruttore ed allegata al presente progetto.

Le caratteristiche del pannello sono:

**645~660W**

POWER RANGE

**0~+5W**

POWER TOLERANCE

**21.2%**

MAX MODULE EFFICIENCY

**≤ 2.0%**

FIRST YEAR POWER DEGRADATION

**≤ 0.45%**

YEAR 2-30 POWER DEGRADATION

## Electrical Specifications

**STC:** Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25° C, AM=1.5

Rated output (Pmpp / Wp)	645	650	655	660
Rated voltage (Vmpp / V)	37.48	37.68	37.88	38.08
Rated current (Impp / A)	17.21	17.26	17.30	17.34
Open circuit voltage (Voc / V)	45.29	45.49	45.69	45.89
Short circuit current (Isc / A)	18.27	18.32	18.37	18.42
Module efficiency	20.89%	20.9%	21.1%	21.2%

**NMOT:** Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

Rated output (Pmpp / Wp)	485.8	489.5	493.3	497.1
Rated voltage (Vmpp / V)	35.03	35.19	35.34	35.47
Rated current (Impp / A)	13.87	13.92	13.97	14.02
Open circuit voltage (Voc / V)	42.43	42.63	42.83	43.03
Short circuit current (Isc / A)	14.72	14.77	14.82	14.87

## Electrical Specifications (Integrated power)

Pmpp gain	Pmpp / Wp	Vmpp / V	Impp / A	Voc / V	Isc / A
5%	687	37.88	18.17	45.69	19.29
10%	720	37.88	19.03	45.69	20.21
15%	753	37.89	19.90	45.70	21.13
20%	786	37.89	20.76	45.70	22.04
25%	818	37.89	21.63	45.70	22.96

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 655W)

## Temperature Ratings (STC)

Temperature coefficient (Pmpp)	-0.34%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (Isc)	+0.04%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (Voc)	-0.25%/°C	Max. series fuse rating	35 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V <sub>DC</sub>

## Operating Parameters

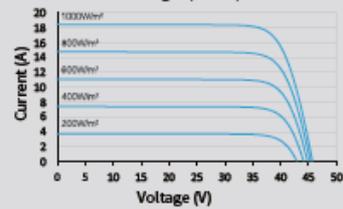
## Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	2384 x 1303 x 35 mm
Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	132 (6*22)
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	2.0 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm; Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm <sup>2</sup> / 12 AWG
<sup>①</sup> Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 / MC4-EVO2 (optional)
Module weight	38.2 kg (Tolerance +/- 1.0kg)
Packing unit	31 pcs / box (Subject to sales contract)
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	1230 kg
Modules per 40' HQ container	527 pcs

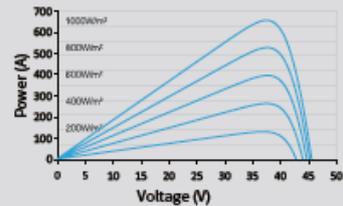
① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.  
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

## Curve

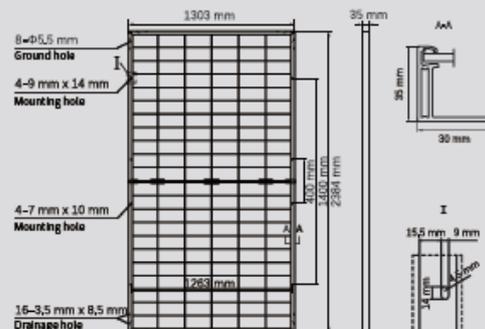
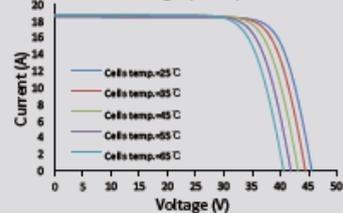
Current-Voltage (655W)



Power-Voltage (655W)



Current-Voltage (655W)



© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation, please contact our company to use the latest version for contract.

<http://energy.chint.com>

202112

## 2.2 Inverter

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego quadri di parallelo stringhe e relativi inverter da campo da 150 kW nominali. La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello Sunny Highpower Peak3 150-20 della SMA, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

L'energia derivata dalla trasformazione dell'irraggiamento solare verrà trasformata da continua in alternata mediante l'impiego di macchine statiche, l'inverter, necessario a realizzare la trasformazione dell'energia prodotta da c.c. in c.a. ed eseguire, in automatico, il parallelo con la rete adeguando i propri parametri a quelli di rete, indipendentemente dalla quantità di energia prodotta e dalle condizioni meteo, per la successiva immissione nella rete elettrica.

La scelta dell'inverter per i sistemi fotovoltaici avviene in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra i pannelli fotovoltaici ed il dispositivo di conversione della potenza da c.c. in c.a. (l'inverter appunto).

Nell'impianto saranno presenti diversi tipi di tensione, in particolare sarà in c.c. all'uscita delle varie stringhe, con un valore prossimo a 1500 Voc, quindi operante in bassa tensione (essendo 1500 Voc il limite normativo); a seguito della conversione eseguita dagli inverter di stringa, la tensione sarà invece pari a 600 Vca, in corrente alternata.

Ogni inverter avrà una potenza complessiva nominale di 150 kWp, valore raggiungibile attraverso il collegamento di stringhe come indicato nelle tavole di progetto.

Tutti gli inverter sono dotati di sistema per seguire il punto di massima potenza dell'ingresso corrispondente alla/e stringhe su ciascun ingresso indipendente della curva caratteristica I-V (ovvero la funzione MPPT) e costruire l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori accettabili, migliorando l'efficienza di conversione in funzione dei dati di ingresso dovuto all'irraggiamento solare.

Di seguito sono riportati i parametri tecnici dell'inverter rilevati dalla scheda tecnica fornita dal costruttore.

## SUNNY HIGHPOWER PEAK3 – Technical Data

Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
<b>Input (DC)</b>		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
<b>Output (AC)</b>		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	3 / 3-PE
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
<b>Protective devices</b>		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / –	● / –
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	< 65 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
<b>Features / function / accessories</b>		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm <sup>2</sup> ) / Screw terminal (up to 150 mm <sup>2</sup> )	
LED display (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Offgrid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (planned)	IEC 62109-1/-2, AR N-4110, AR N-4120, CBI 0-16, C10/11:2012, EN 50549, PEA 2017, DEWA	
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

● Standard features ○ Optional features – Not available Data at nominal conditions Status: 1/ 2019

## 2.3 Trasformatore

Il sistema di conversione, controllo, consegna, è sistemato in un locale protetto, che sarà collegato al trasformatore, con isolamento ad olio, utilizzato per elevare il livello di tensione da 600V a 15kV. Questo sarà installato all'esterno della cabina di trasformazione ad una distanza minima di 3 metri ed è prevista la realizzazione della fossa di raccolta olio di raffreddamento come di norma.

Trasformatore trifase con raffreddamento ad olio

Gruppo Vettoriale Dyn11

Frequenza 50Hz

Potenza Nominale in AC 1600kVA / 800kVA

Tensione nominale primaria 15 kV

Tensione nominale secondaria 0,6 kV

Massima corrente ingresso nominale 42 A / 52A

Collegamento Trasformatore Stella+Triangolo

Classe di isolamento 45kV

Tensione di c.c. 8%

Norme IEC 60076

## 2.4 Struttura di supporto - tracker

La struttura di sostegno delle vele sarà realizzata mediante l'utilizzo di tracker motorizzati monoassiali, su cui saranno alloggiati i pannelli fotovoltaici, sostenuti da una intelaiatura di profili in acciaio zincato a caldo. La struttura di sostegno della vela sarà realizzata con montanti in acciaio infissi nel terreno ad una profondità variabile tra 1 m e 1,5 m secondo le caratteristiche geomorfologiche del terreno, con quota variabile rispetto al piano di campagna. La scelta della profondità di infissione nel terreno sarà anche definita in seguito alle verifiche di tenuta allo sfilaggio. Il palo di sostegno dei tracker, su cui saranno montati i pannelli, potrà avere un'altezza variabile, funzionale ad adattarsi ad una pendenza del terreno che varia nell'ordine del 5%.

La movimentazione del tracker avrà il compito di predisporre l'inclinazione della stringa sempre nella direzione della radiazione solare, in relazione al movimento che il tracker potrà disegnare nel suo movimento "basculante", in modo da poter ottimizzare la quantità di radiazione incidente captata dalla vela.

Il movimento circolare dei pannelli ha differenti altezze a seconda che sia un impianto fotovoltaico o un impianto agrivoltaico.

Gli impianti fotovoltaici presentano altezze che variano da un minimo di 0,53 metri a un massimo di 2,50 metri rispetto al piano di campagna, variando in base alle diverse inclinazioni del terreno. Gli impianti agrivoltaici, invece, hanno altezze che vanno da 1,33 metri a una massima di 3,30 metri, sempre in funzione delle specifiche pendenze presenti sul terreno.

Il sistema di movimentazione sarà gestito mediante un automatismo costituito da anemometri, in grado di valutare la ventosità e un sistema di captazione della radiazione luminosa, solarimetro, avente la funzione di orientare il sistema nella direzione della radiazione incidente. Il sistema potrà avere una programmazione annuale realizzata mediante PLC, in grado di descrivere giornalmente la traiettoria del sole e, come conseguenza, la movimentazione del tracker. Il sistema di sostegno, deve reggere il peso del tracker e dei pannelli, oltre ai carichi derivanti da condizioni ambientali avverse. Su tali pali, su cui saranno montati i sistemi "tracker", saranno posizionati le strutture di sostegno dei pannelli, realizzati in profilati zincati a caldo ad omega, per il bloccaggio dei moduli fotovoltaici.

## 2.5 Gestione dei tracker e movimentazione

Ogni fila è dotata di un attuatore lineare ed un inclinometro elettronico.

La classe di isolamento è: Classe II.

Il dispositivo elettronico di controllo è una scheda elettronica protetta da una scatola di plastica, il materiale è PC + ABS resistente ai raggi UV, grado IP 65.

Ogni tracker è dotato di una scheda elettronica alimentata direttamente dai pannelli delle stringhe.

L'algoritmo di controllo è un algoritmo astronomico con strategia di backtracking e calendario perpetuo.

Il controllo dell'algoritmo fornisce una fase di backtracking mattutino da  $0^\circ$  a  $+55^\circ$  e analogamente una fase pomeridiana di backtracking da  $-55^\circ$  a  $0^\circ$ . Il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli.

Durante la fase centrale "tracking diretto" da  $+55^\circ$  a  $-55^\circ$ , il sistema insegue l'angolo ottimale per il localizzatore con un errore massimo pari al valore impostato. Più piccolo è l'errore di tracciamento, maggiore è il numero di stop and go dell'attuatore durante il giorno.

Il programma riguarda la funzione di localizzazione, ogni singola unità di controllo può funzionare autonomamente senza essere connessa allo SCADA.

## **2.6 Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza**

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione dell'impianto. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi impianti fotovoltaici e agrivoltaici.

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

- Schema elettrico del sistema;
- Pannello di comando;
- Oscilloscopio;
- Memoria eventi;
- Dati di processo;
- Archivio dati e parametri d'esercizio;
- Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra gli impianti e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

Il software per il monitoraggio sarà fornito da terzi, ne esistono infatti diversi modelli sul mercato, ottimizzati in base alla coltura ed alle esigenze dell'azienda. Tali software, grazie alla moderna tecnologia informatica, permettono all'utente di accedervi da remoto tramite pc o anche dallo smartphone tramite apposite applicazioni, permettendo all'agricoltore un monitoraggio continuo e costante dei dati. Molti dei suddetti software sono sufficientemente avanzati da poter essere utilizzati anche da personale con pochissima esperienza nell'uso dei sistemi informatici.

## **2.7 Impianto di video sorveglianza**

Gli impianti saranno dotati di un sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza dell'impianto e composto da barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

## 2.8 Cabine

Tutti i progetti nel loro complesso prevedono la realizzazione di:

- 44 cabine di trasformazione in posizione baricentrica rispetto agli inverter nei vari sottocampi;
- Una cabina utente per impianto che farà da nodo principale per le cabine di trasformazione;
- Una cabina di consegna MT per impianto in adiacenza con la cabina utente.

La Cabina di Consegna sarà collegata con una terna di conduttori in alluminio tipo 3x1x240 mm<sup>2</sup> alla cabina utente, dalla quale partirà una terna di conduttori identica verso il punto di connessione alla rete e-distribuzione.

### 2.8.1 Cabina Utente

La cabina utente avrà dimensioni esterne di 6700x2480xh2990, sarà costituita da un unico vano e sarà completa di:

- n. 1 Porte e n. 2 finestre di aerazione;
- n. 2 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 6 elementi in VTR per scomparti MT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Il trasformatore MT/BT 15/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- Quadro bassa tensione Q-AUX.R per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM saranno alimentati dai trasformatori per ausiliari più vicini;
- UPS 1000VA conforme a CEI 0-16 autonomia 1h per alimentazione protezioni quadro MT;
- UPS 3000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna;
- n.1 quadro Rack.

La cabina utente sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto "IM" Arrivo linea;
- N°1 Scomparto "CM-2" TV e SPI;
- N°1 scomparto "DM1A" Protezione generale (SPG e DG);
- N°1 scomparto "GBM" Risalita sbarre;
- N°1 Scomparto "DM1A" Protezione generale (SPI e DDI);

Il sistema di protezione generale "SPG" al quale è demandato il funzionamento del dispositivo generale "DG" è composto dai seguenti componenti:

- Relè di protezione 50-51-50N-51N-67N, con relativa alimentazione;
- N° 3 trasformatori amperometrici TA per la protezione della massima corrente di fase, con caratteristiche 300/5A – 10VA – 5P30;
- N° 1 trasformatore di corrente TA toroidale per la protezione contro i guasti a terra, con caratteristiche 100/1A – 2VA – classe di precisione conforme alla CEI 0-16;
- N° 3 trasformatori di tensione TV fase-terra per la protezione direzionale, con caratteristiche 50 VA – classe (0,5- 3P), fattore di tensione 1,9 per 30 s, valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7T, rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto uguale a 100V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT.

Oltre il suddetto "SPG", i quadri d'utenza conterranno anche il dispositivo "SPI" (Sistema di protezione d'Interfaccia), al quale è demandato il funzionamento del dispositivo d'interfaccia "DDI", nonché il ricalzo per mancato intervento della protezione "DG", equipaggiato con i seguenti componenti:

- Relè di protezione 57-59-81>-81<-59V0-59Vi-27Vd
- N° 2 TV f-f dalle seguenti caratteristiche: 20000/100V – 50VA - Cl.0,5 – 3P – fatt. di tensione 1,2 per 30s.

## **2.8.2 Cabina di consegna**

La cabina di consegna avrà dimensioni esterne di 6700x2480xh2990, sarà costituita da due vani Enel + Misure, e sarà completa di:

- n. 3 Porte e n. 2 finestre con griglie di aerazione;
- n. 2 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 6 elementi in VTR per scomparti MT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- n. 1 passante in materiale plastico per l'uscita cavo di alimentazioni temporaneo;
- n. 1 quadro Rack (DY 3005);
- n. 1 quadro servizi ausiliari- omologati Enel versione per Rack (DY 3005) (con trasformatore di isolamento);
- n. 3 lampade di illuminazione con plafoniera stagna da E30W (tabella DY3021) del tipo a basso consumo energetico CFL (Compatta a fluorescenza) con potenza minima 30 Watt;
- rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.

La cabina di consegna sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N.1 quadro MT con N.3 scomparti linea. Tipo isolato in aria a comando motorizzato, per l'interruzione di linea MT, conformi alla specifica Enel DY 900/2 (3L+T).
- N.1 quadri MT con N.1 scomparto utente. Tipo isolato in aria a comando manuale, per il sezionamento sottocarico della linea di alimentazione dell'utente, conforme alla specifica Enel DY 808/2.

All'interno dello scomparto utente saranno inseriti:

- N.2 trasformatori di corrente per segnale al complesso di misura rapporto TA 400/5A
- N.2 trasformatori di tensione per segnale al complesso di misura rapporto TV 15/0.1kV
- Cordone di collegamento TA/TV

Tutti gli scomparti saranno dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA.

Il locale misure inserito nella cabina di consegna, conterrà:

- il contatore di energia di scambio, completo di sistema per la tele-lettura in accordo alle specifiche di Enel Distribuzione; inoltre tale contatore sarà sottoposto al regime UTF per la certificazione dell'Agenzia delle Dogane.
- il contatore BT per il rilievo dei consumi della nuova linea richiesta dal produttore per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina.

### **2.8.3 Cabine trasformazione**

La cabina di trasformazione avrà dimensioni esterne di 5710x2480xh2990, sarà costituita da un unico vano e sarà completa di:

- n. 1 Porte e n. 2 finestre di aerazione;
- n. 1 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 6 elementi in VTR per scomparti MT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Quadro bassa tensione Q-AUX per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM;
- Quadro di parallelo inverter interruttori di protezione inverter e il dispositivo di generatore "Q-P.INV.1";
- Il trasformatore BT/BT 0,600/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- UPS 3000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.
- n.1 quadro Rack.

La cabina sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto con Arrivo linea;
- N°1 Scomparto con Predisposizione con sezionatore partenza cavo;
- N°1 Scomparto con Protezione trasformatore.

Il trasformatore MT/BT 15/0,600 kV, di potenza nominale di 1600 kVA (tranne il trasformatore C7.5 del impianto Truncu Reale 7 di potenza nominale di 800kVA) con isolamento ad olio sarà installato all'esterno della cabina ad una distanza minima di 3 metri ed è prevista la realizzazione della fossa di raccolta olio di raffreddamento come di norma.

## 2.8.4 Tabella riassuntiva cabine

<b>NOME CABINA</b>	<b>TR. AUX</b>	<b>P. TRAFO</b>	<b>N. INVERTER</b>
C2.1	SI	1600 kVA	9
C2.2	SI	1600 kVA	10
C2.3	NO	1600 kVA	9
C3.1	NO	1600 kVA	9
C3.2	SI	1600 kVA	9
C3.3	NO	1600 kVA	9
C3.4	SI	1600 kVA	9
C3.5	SI	1600 kVA	8
C3.6	NO	1600 kVA	9
C4.1	SI	1600 kVA	9
C4.2	SI	1600 kVA	9
C4.3	NO	1600 kVA	9
C4.4	SI	1600 kVA	9
C4.5	NO	1600 kVA	9
C4.6	SI	1600 kVA	8
C5.1	NO	1600 kVA	9
C5.2	NO	1600 kVA	9
C5.3	SI	1600 kVA	9
C5.4	NO	1600 kVA	8
C5.5	NO	1600 kVA	9
C5.6	SI	1600 kVA	9
C6.1	SI	1600 kVA	9
C6.2	NO	1600 kVA	9
C6.3	SI	1600 kVA	9
C6.4	NO	1600 kVA	9
C6.5	SI	1600 kVA	9
C6.6	NO	1600 kVA	8
C7.1	SI	1600 kVA	9
C7.2	NO	1600 kVA	9
C7.3	SI	1600 kVA	9
C7.4	NO	1600 kVA	9
C7.5	SI	800 kVA	4
C B1.1	SI	1600 kVA	9
C B1.2	SI	1600 kVA	9
C B1.3	SI	1600 kVA	9
C B1.4	NO	1600 kVA	8
C B1.5	NO	1600 kVA	9
C B1.6	SI	1600 kVA	9
C B2.1	NO	1600 kVA	8
C B2.2	NO	1600 kVA	9
C B2.3	SI	1600 kVA	9
C B2.4	SI	1600 kVA	9
C B2.5	SI	1600 kVA	9
C B2.6	SI	1600 kVA	9

## 2.9 Elettrodotto MT in cavo a 15 kV

Per ogni impianto le cabine di trasformazione, saranno collegate rispettivamente con una terna di conduttori in alluminio tipo 3x ARE4H5RX 12/20 kV alla cabina di consegna. Da questa cabina partirà una terna di conduttori in alluminio tipo 3x(1x240) mm<sup>2</sup> ARE4H5RX - 12/20 kV necessaria al collegamento alla cabina utente. Inoltre, alla cabina di consegna arriverà una terna di conduttori in alluminio tipo 3x(1x185) mm<sup>2</sup> ARE4H5RX - 12/20 kV dalla cabina degli ausiliari situata nell'area dedicata al sistema di accumulo. Per la connessione alla RTN la cabina utente sarà collegata con una terna di conduttori in alluminio tipo 3x1x240 mm<sup>2</sup> ARE4H5RX - 12/20 kV alla stazione elettrica.

I cavidotti, una volta sezionati e protetti in cabina di consegna, dovranno essere collegati alla sottostazione del distributore. Tale cavidotto, sarà interrato ad una profondità non inferiore a 1 m e i vari tracciati sono riportati in planimetria.

Impianto	Lunghezza cavidotto [m]
Bassu 1	180
Bassu 2	180
Truncu Reale 2	1016
Truncu Reale 3	1016
Truncu Reale 4	1521
Truncu Reale 5	1016
Truncu Reale 6	2032
Truncu Reale 7	2032

Le linee MT, che hanno una tensione nominale di 15 kV, una frequenza nominale di 50 Hz, con una corrente massima di esercizio variabile in funzione dell'irraggiamento solare, saranno realizzate cercando di minimizzare le perdite di linea e la caduta di tensione, data la potenza da trasportare e la lunghezza della stessa linea.

I cavi utilizzati saranno di tipo ARE4H5RX unipolare ad elica avvolta ad isolamento solido estruso, con conduttori di alluminio della sezione nominale di 240 mmq; l'isolamento sarà costituito da una miscela a base di polietilene reticolato (XLPE) oppure da una miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica (HEPR), rispondente alle norme CEI ed ancora lo schermo elettrico sarà in semiconduttore estruso isolante, lo schermo fisico in alluminio, a nastro, con o senza equalizzatore, e la guaina protettiva in polietilene o PVC.

I cavi interrati, considerando il tipico, sono alloggiati in uno scavo che ha forma rettangolare con larghezza di 0,60 m e altezza (profondità) di 1 metri; lo strato inferiore, di circa 0,30 m, dove sono posati i cavi elettrici, è formato da terreno sabbia vagliata, per ottenere l'idonea resistenza termica, mentre lo strato superiore, di 0,70 m, è costituito da materiale arido di riempimento, ovvero da terreno recuperato dal precedente scavo. In casi particolari di attraversamento o intersezione con altre condutture interrate, potrà essere adottata una soluzione di alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od anche in tubazioni di PVC o di ferro. Inoltre, parte del cavidotto di connessione verrà posato tramite tecnica TOC per evitare interferenze con il reticolo stradale intersezione con SS131 e SP 56 e con una condotta idrica in prossimità del impianto Truncu reale 6. I cavidotti saranno segnalati mediante nastro monitore in polietilene reticolato, PVC plastificato o altri materiali di analoghe caratteristiche, conforme alla tabella ENEL DS 4285 matricola 858833.

Verranno posati dei pozzetti di ispezione di dimensione 100cm x 100cm, realizzati in calcestruzzo prefabbricato, in vari punti lungo il percorso dei cavi.

## **3 SICUREZZA ELETTRICA**

### **3.1 Protezione contro le sovracorrenti**

Ogni condotta sarà protetta contro le correnti di sovraccarico e cortocircuito, con interruttori magnetotermici installati a monte di ogni rispettivo circuito di illuminazione e forza motrice, in conformità alla Norma CEI 64-8/7 – par. 433 e 434.

### **3.2 Protezione contro i contatti indiretti**

La protezione contro eventuali contatti indiretti, mediante l'interruzione automatica del circuito di alimentazione, sarà realizzata in conformità a quanto richiesto dalla Norma CEI 64-8 par. 413.1.3. relativo ai sistemi "TN". I circuiti di alimentazione luce e forza motrice saranno protetti a monte nel quadro elettrico con dispositivi di protezione a corrente differenziale ad alta sensibilità ( $I_d = 0.03 \text{ A}$ ), coordinati con l'impianto dispersore di terra.

### **3.3 Protezione contro i contatti diretti**

La protezione contro eventuali contatti diretti sarà realizzata mediante l'isolamento delle parti attive e con l'utilizzo di involucri che si possono rimuovere solo con idonei attrezzi (CEI 64-8/7 par. 412).

### **3.4 Scelta dei materiali in relazione al rischio di incendio**

Nel seguito sono indicate le caratteristiche dei materiali e delle tipologie installative in relazione al rischio di incendio:

- Quadri elettrici: involucri e strutture di sostegno in lamiera d'acciaio zincato e/o materiali termoplastici autoestinguenti; i cablaggi interni saranno realizzati con cavi non propaganti l'incendio. Tutti i materiali plastici utilizzati per canalette, morsettiere, involucri di apparecchiature, supporti etc. saranno di tipo autoestinguente.
- Cavi elettrici: rispondenti al regolamento UE 305/11 prodotti da costruzione CPR con classe di reazione al fuoco Cca-s3, d1, a3.

Tutti i materiali plastici (tubazioni, cassette ecc.) saranno di tipo autoestinguente.

### **3.5 Protezione lato c.c.**

I cavi dell'impianto fotovoltaico sono scelti per la massima corrente che i moduli possono generare nella condizione più gravosa, cioè alla corrente di corto circuito  $I_{sc}$ , quindi si può ragionevolmente ritenere che essi siano protetti contro i sovraccarichi dovuti a sovracorrenti.

I dispositivi di protezione sono scelti perciò per interrompere le correnti di corto circuito che, in un impianto fotovoltaico, possono essere determinate da:

- guasto tra due poli del sistema c.c.;
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra

I dispositivi sono generalmente fusibili vengono installati sia nel quadro di parallelo stringhe (per proteggere il cavo di stringa contro la sovracorrente dovuta alla somma delle correnti delle altre stringhe in parallelo) che all'ingresso dell'inverter.

### **3.6 Protezioni contro le sovratensioni**

Sui terminali di ogni quadro di parallelo stringhe (QPS) sono stati adottati scaricatori di sovratensione (SPD) tipo CPT CS3 al fine di garantire una protezione contro le sovratensioni indotte dalle scariche di origine atmosferica.

## **4 COLLEGAMENTO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE**

I criteri e le modalità per la connessione alla rete del distributore saranno conformi a quanto prescritto dalle normative CEI 11-20, CEI 0-16, CEI 82-25 e dalle prescrizioni E-distribuzione (TICA), per clienti produttori dotati di generatori che entrano in parallelo continuativo con la rete elettrica.

Come indicato nella soluzione tecnica contenuta nei preventivi di connessione, gli impianti fotovoltaici e agro-voltaici in progetto saranno connessi alla Rete Elettrica Nazionale presso le sottostazioni elettriche indicate.

La potenza in immissione dei diversi impianti è riportata:

<b>Impianto</b>	<b>Potenza connessione</b>
Bassu 1	7,95 MW
Bassu 2	7,95 MW
Truncu Reale 2	4,2 MW
Truncu Reale 3	7,95 MW
Truncu Reale 4	7,95 MW
Truncu Reale 5	7,95 MW
Truncu Reale 6	7,95 MW
Truncu Reale 7	6,00 MW

Dalla cabina utente dal saranno posati i cavidotti in media tensione di lunghezza variabile (si veda tabella pagina 16) per la connessione degli impianti alle sottostazione elettrica di riferimento. Il cavidotti, alla tensione di 15kV saranno posati il più possibile in adiacenza alla strade presenti.

Gli impianti saranno equipaggiati con un sistema di protezione composto da: dispositivo generale; dispositivo di interfaccia. Un'unica apparecchiatura con funzione di dispositivo generale e di interfaccia associata ai relè di protezione elettronici.

## 4.1 Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete

Il dispositivo di interfaccia (DI) determina la sconnessione dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete evitando che:

- In caso di mancanza dell'alimentazione, il Cliente Produttore possa alimentare la rete stessa;
- In caso di guasto sulla rete, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
- In caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori del distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di rotture meccaniche.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relé di frequenza, di tensione ed, eventualmente, di massima tensione omopolare

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato MT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto fotovoltaico dalla rete di, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

## 4.2 Gruppi di misura

In un impianto fotovoltaico o agrivoltaico collegato in parallelo con la rete è necessario misurare:

- L'energia prelevata/immessa in rete;
- L'energia fotovoltaica prodotta.

Gli impianti in esame avranno un gruppo di misura dell'energia prodotta, collocate nella cabina utente, il gruppo di misura dell'energia immessa sarà posizionata nella cabina di consegna. Il gruppo di misura, ad inserzione indiretta con TA e TV, dell'energia prelevata/immessa in rete sarà ubicato nel locale misure della cabina di ricezione a valle del Dispositivo Generale.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura che garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

## **5 GESTIONE IMPIANTO**

Il sistema di controllo dell'impianto potrà avvenire tramite due tipologie di controllo: locale e/o remoto.

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale e locale, da ubicarsi nella cabina utente o magazzino, con personale in grado di operare con controlli in campo munito di apposite attrezzature in loco, per il controllo di eventuali anomalie presenti;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il sistema di controllo con software dedicato, permetterà l'interrogazione in ogni istante dell'impianto, al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati, con la possibilità di visionare le funzioni di stato, comprese le eventuali anomalie di funzionamento.

Le principali grandezze controllate dal sistema saranno:

- Potenze dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter;
- Corrente di campo dell'inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte;
- Stato di carica sistema di accumulo.

La connessione tra gli inverter e il PC avverrà tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS).