

Impianto agro-fotovoltaico "Polmone" Comune di Ramacca (CT)

Proponente



SORGENIA ACQUARIUS S.r.l
Via Algardi, 4 – 20148 Milano
tel. 02 671941 – fax 02 67194210
<http://www.sorgenia.it>
sorgeniaacquarius@sorgenia.it
PEC sorgenia.acquarius@legalmail.it



RELAZIONE ELETTRICA

PROGETTISTA



Tiemes Srl
Via Sangiorgio 15- 20145 Milano
tel. 024983104/ fax. 0249631510
pec: info@pec.tiemes.it
www.tiemes.it

0	23/12/2022	Prima emissione	LB	VDA			
Rev.	Data emissione	Descrizione	Preparato	Approvato			
CODICE							
Origine File: 21047RMC.PD.R.07.00 – Relazione elettrica		Commessa		Proc	Tipo doc	Num	Rev
		21047	RMC	PD	R	07	00
Proprietà e diritti del presente documento sono riservati – la riproduzione è vietata / Ownership and copyright are reserved – reproduction is strictly forbidden							

INDICE

1	PREMESSA E SCOPO	4
1.1	LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	4
2	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	6
3	OPERE DI PROGETTO	11
3.1	GENERALITA'	11
3.2	MODULI FOTOVOLTAICI	14
3.3	INSEGUITORI SOLARI	16
3.4	POWER SKID	18
3.4.1	<i>Sottocampi generatore fotovoltaico.....</i>	<i>22</i>
3.5	SISTEMA BESS	23
3.5.1	<i>Descrizione Battery container (ISO 40ft).....</i>	<i>24</i>
3.5.2	<i>Descrizione sistema di conversione (PCS)</i>	<i>27</i>
3.5.3	<i>Impianto di terra</i>	<i>28</i>
3.5.4	<i>Sistema di Protezione, Monitoraggio, Comando e Controllo.....</i>	<i>28</i>
3.5.5	<i>Sistemi ausiliari.....</i>	<i>28</i>
3.5.6	<i>Gestione impianto</i>	<i>29</i>
3.6	CABINA DI SMISTAMENTO.....	30
3.6.1	<i>Dispositivo di interfaccia- DDI.....</i>	<i>31</i>
3.6.2	<i>Rincolzo della mancata apertura del DDI</i>	<i>32</i>
3.6.3	<i>Dispositivo generale - DG</i>	<i>32</i>
3.7	TRASFORMATORE MT/AT.....	32
3.8	MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA	34
3.9	SERVIZI AUSILIARI	35
3.9.1	<i>Impianto di illuminazione</i>	<i>35</i>
3.9.2	<i>Impianto antintrusione.....</i>	<i>35</i>
3.9.3	<i>Impianto di videosorveglianza.....</i>	<i>36</i>
3.9.4	<i>Impianto antincendio</i>	<i>36</i>
4	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE BT	37
4.1	GENERALITA'	37
4.2	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE BT PRODUZIONE	38
4.3	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE BT SERVIZI AUSILIARI	41
5	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE MT	42
5.1	DIMENSIONAMENTO CONDUTTORI	42
5.2	CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO TRA POWER SKID E CABINA DI SMISTAMENTO.....	45
5.3	CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO TRA UNITA' BESS E CABINA DI SMISTAMENTO	47
5.4	CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO TRA CABINA DI SMISTAMENTO E TRASFORMATORE MT/AT	47
6	SISTEMA DI MISURA DELL'ENERGIA	48
7	IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	48
7.1	GENERALITA'	48
7.2	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	49

8	PROTEZIONE DA CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI	50
9	PROTEZIONE DA SCARICHE ATMOSFERICHE	51

1 PREMESSA E SCOPO

La presente relazione ha lo scopo di illustrare le caratteristiche tecniche delle opere elettriche del progetto di un impianto di generazione elettrica con l'uso di fonte rinnovabile solare fotovoltaica da realizzarsi nel Comune di Ramacca, in provincia di Catania.

Tutte le informazioni tecniche sotto riportate potranno subire variazioni in funzione del fornitore e della tipologia di componenti (moduli fotovoltaici, inverter e tracker) disponibili sul mercato negli stadi successivi di progettazione; eventuali modifiche saranno gestite presso gli organi competenti ai sensi delle normative vigenti.

1.1 LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto agro-fotovoltaico che si intende realizzare avrà una potenza elettrica di picco pari a 18.683,52 MW e verrà installato su terreni agricoli con estensione di circa 41 ha individuato ai fogli catastali 61 p.lle 24, 50, 242 e 62 p.lle 6, 93, 94, 95, 122, 118 e 165 del Comune di Ramacca. L'impianto sarà dotato di un sistema di accumulo per lo stoccaggio dell'energia elettrica con potenza di immissione e prelievo dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) pari a 14 MW.

Il progetto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) appartenente a Terna, e prevede la costruzione di una nuova linea elettrica interrata in alta tensione (AT) a 36 kV, che permetterà di allacciare l'impianto tramite un collegamento in antenna alla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica 36/150/380 kV situata nel Comune di Belpasso e denominata "Ramacca 380".

Comune (provincia)	Ramacca (CT)
Località	Polmone
Coordinate	Lat: 37°28'38.59"N Long: 14°47'13.39"E
Sup. Impianto lorda	circa 41 ha
Elevazione del sito	60 m.s.l.m.
Destinazione d'uso terreni	E – Aree per usi agricoli
Territori interessati dal tracciato del cavidotto	Comune di Ramacca (CT) e Belpasso (CT)
Punto di connessione	Nuova SE 36/150/380 kV – Ramacca 380

Tabella 1-1 – Caratteristiche impianto agro-fotovoltaico

La componente fotovoltaica verrà integrata da un progetto agricolo che prevede l'insediamento di un gregge di circa 300 capi ovini da latte e la coltivazione del terreno libero dalle strutture a prato-pascolo (seminato con specie erbacee generalmente polifite di durata 5-7 anni), che verrà dunque utilizzato sia per il pascolamento che per la produzione di foraggi conservati. Verrà inoltre adottato un sistema di agro-zootecnia 4.0 che consentirà di monitorare in tempo reale gli animali al pascolo.

All'interno dell'area di impianto verranno installate le seguenti componenti dell'impianto agro-fotovoltaico:

- n.4 unità di conversione e trasformazione dislocate in modo uniforme sull'area di impianto;
- n.2 sistemi di accumulo BESS situati nella zona sud-ovest;
- cabina di smistamento e cabina ausiliari situate nella zona sud;
- trasformatore di potenza MT/AT e quadro in AT situati nella zona a sud.

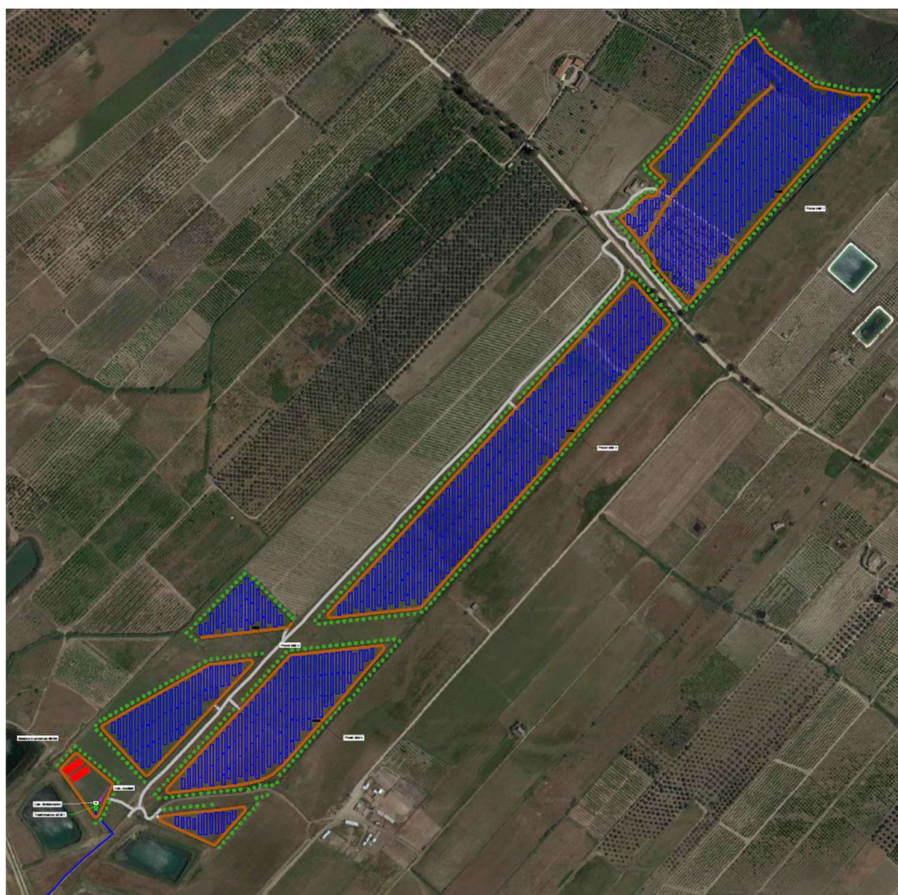


Figura 1-1 – Inquadramento su ortofoto dell'area di impianto

2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Leggi e norme nazionali:

- D. Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s. m. i.: Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- CEI EN 50110-1: Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- CEI 0-10: Guida alla manutenzione degli impianti elettrici;
- CEI UNI EN ISO/IEC17025: Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura
- CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici.
- "Norme Tecniche per le Costruzioni 2018" indicate dal DM del 17 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici (CslPP) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;

Normativa specifica per sistemi fotovoltaici:

- ANSI/UL 1703:2002: Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels;
- IEC/TS 61836: Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;
- CEI EN 50438 (CEI 311-1): Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;
- CEI EN 50461 (CEI 82-26): Celle Solari;
- CEI EN 50521(82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici;
- CEI EN 60891 (CEI 82-5): Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento;
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici – Parte 1, Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici – Parte 2, Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici – Parte 3, Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

- CEI EN 60904-4 (82-32): Dispositivi fotovoltaici -Parte 4 Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura;
- CEI EN 60904-5 (82-10): Dispositivi fotovoltaici -Parte 5, Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto;
- CEI EN 60904-7 (82-13): Dispositivi fotovoltaici -Parte 7, Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 60904-8 (82-19): Dispositivi fotovoltaici - Parte 8, Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico;
- CEI EN 60904-9 (82-29): Dispositivi fotovoltaici -Parte 9, Requisiti prestazionali dei simulatori solari;
- CEI EN 60068-2-21 (91-40): Prove ambientali -Parte 2-21, Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda;
- CEI EN 61173 (CEI 82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61277 (CEI 82-17): Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida;
- CEI EN 61345 (CEI 82-14): Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61683 (CEI 82-20): Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza;
- CEI EN 61701 (CEI 82-18): Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1, Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 61829 (CEI 82-16): Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V;

- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 62108 (82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

Altre norme:

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- 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 (Sez.712): Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari;
- CEI 64-12: Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- CEI 64-14: Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori;
- IEC/TS 60479-1: Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects;
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- CEI 64-57: Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita;
- CEI EN 61140 (CEI 0-13): Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 61439-3 (CEI 17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;
- CEI 23-51: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;

- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee incavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di II categoria;
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48): Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 (CEI 8-9): Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- CEI-UNEL 35024-1: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI-UNEL 35026: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- CEI 20-40: Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente;
- CEI 20-67: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46): Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi
- CEI EN 50262 (CEI 20-57): Pressa cavo metrici per installazioni elettriche;
- CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;

- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori;
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5): Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione;
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini;
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44): Apparecchiature a bassa tensione;
- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC;
- CEI EN 50263 (CEI 95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili;
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica (EMC).

3 OPERE DI PROGETTO

Si specifica che la soluzione progettuale descritta nei seguenti paragrafi potrà subire variazioni in funzione dello stato tecnologico e della disponibilità dei componenti sul mercato al momento dell'avvio del cantiere. Gli impatti ambientali saranno gli stessi di quelli descritti all'interno dello Studio di Impatto Ambientale, e, se possibile, si cercherà di diminuire la superficie totale occupata dai moduli fotovoltaici, l'altezza massima delle strutture, le volumetrie delle cabine elettriche e delle unità di trasformazione presenti all'interno del terreno mantenendo invariata la potenza totale di picco installata.

3.1 GENERALITA'

Il generatore fotovoltaico sarà composto da n. 33.664 moduli fotovoltaici al silicio monocristallino, divisi in n.4 sottocampi, per una potenza nominale complessiva di 18.683,52 kWp.

Principali caratteristiche dell'impianto	
Nome impianto	Polmone
Comune (provincia)	Ramacca (CT)
Località	Polmone
Coordinate	Lat: 37°28'38.59"N Long: 14°47'13.39"E
Sup. Catastale (lorda di impianto)	circa 41 ha
Sup. Area di impianto al netto di fasce di rispetto	circa 31 ha
Sup. Area di impianto netta recintata	circa 26 ha
Potenza nominale (CC)	18.683,52 kWp
Potenza nominale (CA)	16.360 kWp
Tensione di sistema (CC)	≤ 1500 Vdc
Potenza in immissione/prelievo sistema di accumulo	14.000 kW
Capacità sistema di accumulo	28 MWh
Punto di connessione	Nuova SE 36/150/380 kV – Ramacca 380
Regime di esercizio	Cessione totale
Potenza in immissione richiesta	29.500 kWp
Tipologia impianto	Strutture ad inseguimento solare monoassiale
Moduli	33.664 moduli in silicio monocristallino (555 Wp)

Inverter/Unità di trasformazione	N. 4 inverter centralizzati da 4000 kVA (n.3) e da 4360 kVA (n.1)
Tilt	0°
Tipologia tracker	n. 477 strutture da 2 x 32 moduli n. 98 strutture da 2 x 16 moduli configurazione " 2 Portrait"
Massima inclinazione tracker	(+55°/-55°)
Azimuth	(Est/ovest -90°/90°)
Cabine	n.1 cabina di smistamento n.1 cabina ausiliari n.8 cabine per sistema di accumulo (3,5 MWh ciascuna)

Tabella 3-1 – Caratteristiche principali impianto agro-fotovoltaico

Saranno installati n.4 power skid di cui n.3 di taglia 4.000 kVA e n.1 di taglia 4.360 kVA posti all'interno dei vari sottocampi. I power skid hanno la duplice funzione di convertire la corrente dal regime continuo ad alternato (CC/AC) tramite inverter centralizzati e di elevare da Bassa Tensione (BT) a Media Tensione (MT) tramite trasformatori BT/MT. In seguito, la corrente di ciascun sottocampo verrà convogliata all'interno della cabina di smistamento.

La corrente viene convertita in regime alternato alla tensione di 600 V dagli inverter di taglia 4360 kVA e a 550 V per i rimanenti. Il trasformatore BT/MT eleva la tensione fino al valore di 30 kV.

Le varie linee in MT provenienti dai n.4 sottocampi del generatore fotovoltaico e dai n.2 sistemi di accumulo BESS sono convogliate all'interno della cabina di smistamento dove sono posti una serie di quadri elettrici per permettere il collegamento in parallelo.

Per mezzo di un trasformatore l'energia elettrica sarà infine elevata alla tensione di 36 kV in regime di Alta Tensione (AT) per poi essere trasportata tramite un cavidotto interrato, allo stallo di arrivo dei produttori, al quale l'impianto verrà collegato tramite un collegamento in antenna.

Il progetto dell'impianto agro-fotovoltaico prevede dunque la realizzazione delle seguenti opere elettriche:

- impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare fotovoltaica;
- messa in parallelo delle stringhe del generatore fotovoltaico;
- distribuzione elettrica in BT e CC;
- conversione CC/AC e trasformazione dell'energia elettrica BT/MT;
- sistemi di accumulo per l'energia elettrica dotati di pacchi batteria e unità di conversione CC/CA e trasformazione BT/MT - PCS
- impianto di alimentazione delle utenze in continuità assoluta;
- impianti ausiliari;
- impianto di messa a terra;
- distribuzione elettrica in MT;
- messa in parallelo delle linee in MT all'interno della cabina di smistamento;
- unità di trasformazione per l'elevazione dell'energia elettrica in AT.

Nel presente documento si descrivono le opere elettriche sopra indicate.

3.2 MODULI FOTOVOLTAICI

È previsto l'impiego di moduli fotovoltaici monocristallini di potenza nominale pari a 555 Wp. Le caratteristiche dei moduli fotovoltaici di progetto sono riportate in Tabella 3-2.

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	535	540	545	550	555
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

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

ELECTRICAL DATA (NOCT)					
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	405	409	413	417	420
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	28.8	29.0	29.2	29.3	29.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.06	14.10	14.15	14.19	14.23
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96

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

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

Tabella 3-2 – Caratteristiche elettriche del modulo in condizioni Standard e Nominali

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

Tabella 3-3 – Caratteristiche meccaniche modulo

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli sarà del tipo “in serie”, in modo da formare n. 1052 stringhe composte di 32 moduli ciascuna.

Il valore teorico di tensione massima di stringa calcolato conservativamente a -10°C è pari a 1.335 V (V_{oc} a -10°C).

3.3 INSEGUITORI SOLARI

I moduli saranno posizionati su inseguitori solari monoassiali, strutture portanti che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di inseguire l'andamento azimutale del sole. L'utilizzo di tali strutture permette di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l'angolo di TILT.

La variazione dell'angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico oppure attraverso l'utilizzo di celle fotovoltaiche ausiliari che installate con angolazioni differenti consentono al sistema di determinare l'angolo di ottimo.

Il movimento degli inseguitori è azionato da un motore elettrico alimentato in corrente continua trifase di potenza pari a circa 180 W e 370 W rispettivamente e controllato in modo automatico dall'algoritmo.

Ciascun inseguitore sarà adatto al posizionamento di n. 32/64 moduli fotovoltaici di tipo monofacciale e sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta.

L'inseguitore sarà dotato di un sistema di controllo e comunicazione con le seguenti caratteristiche:

- Sistema di comunicazione Wireless;
- Sistema di protezione automatico in caso di vento di estremo;
- Backtracking personalizzato: modifica della posizione di ciascun tracker per evitare l'ombreggiamento reciproco e ottimizzando la produzione di energia;
- Possibilità di installazione per pendenze del terreno fino al 15%;



Figura 3-1 – Esempio inseguitore monoassiale

I moduli saranno posizionati su inseguitori solari con lunghezza pari a circa 16 m (2x16 moduli, 1 stringa) o 32 m (2x32 moduli, 2 stringhe).

Le stringhe saranno collegate in parallelo all'interno di scatole elettriche chiamate *string combiner* (o *combiner box*) le quali saranno poste sulla struttura di alcuni inseguitori solari. In questo modo la lunghezza complessiva dei cavi sarà drasticamente ridotta. I cavi in uscita saranno convogliati al power skid del rispettivo sottocampo per la conversione e la trasformazione dell'energia elettrica.

3.4 POWER SKID

Gli skid selezionati saranno del tipo modello SINACON PV serie PV4000 e PV4360 prodotti da Siemens o similari. Ciascun dispositivo riceverà in ingresso fino ad un massimo di n. 280 stringhe, nel caso del convertitore di taglia maggiore. Il numero di cavi in corrente continua in ingresso all'unità sarà in realtà inferiore, in funzione del numero e del modello di string combiner utilizzati. La tensione massima in ingresso allo skid (-10°C) è calcolata pari a 1335 V ed è compatibile con lo stesso ($V_{\max, IN} = 1500 \text{ V}$).

Il power skid SINACON PV viene utilizzato in centrali fotovoltaiche di media/grande scala per ottenere un'elevata efficienza. È dotato di moduli IGBT a 3 livelli per le tensioni di ingresso fino a 1.500 V in corrente continua per massimizzare l'efficienza energetica. L'unità (Figura 3-2) è composta da:

- Inverter centralizzato: ingresso in corrente continua ad un massimo di 1000-1500 V (1)
- Trasformatore BT/MT (2)
- Quadro MT: modello HDJH 36 gas-insulated, tensione nominale in uscita pari a 30 kV (3)



Figura 3-2 – Power skid SINACON PV

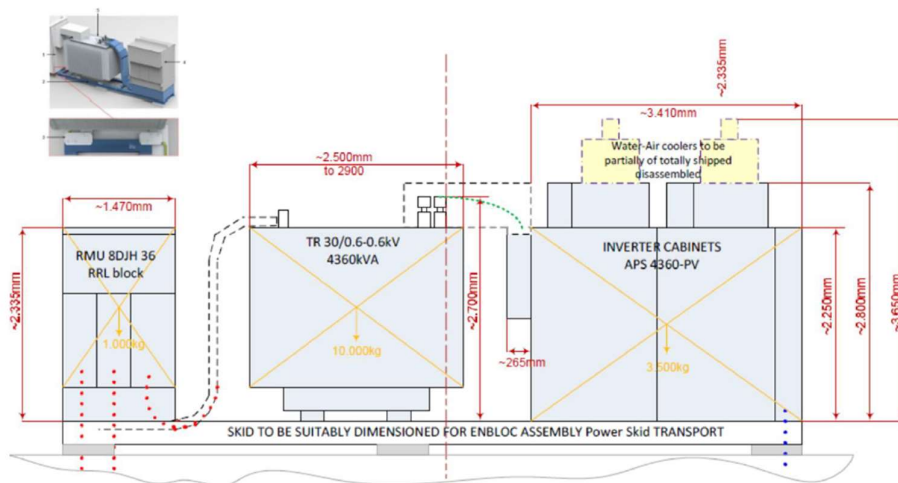


Figura 3-3 – Dati meccanici unità skid

Range funzionamento temperatura	-40°C/60°C
Sistema di raffreddamento	Circolazione forzata dell'aria tramite ventole e raffreddamento liquido
Strategia di controllo	MPPT
Efficienza EU e CEC	98,8%
Perdite di stand-by	80/150 W
Massimo auto-consumo per raffreddamento unità	5 kW
Dimensioni (Larg. x Alt. X Spess.)	3.690 mm x 3.760 mm x 1.170 mm
Peso	< 3.900 kg
Tensione MPP minimo/massimo in entrata	875 V/ 1.500 V
Tensione FV max assoluta in entrata	1.500 V
Corrente FV massima in entrata	6.400 A
Corrente AC nominale in uscita	4.200 A

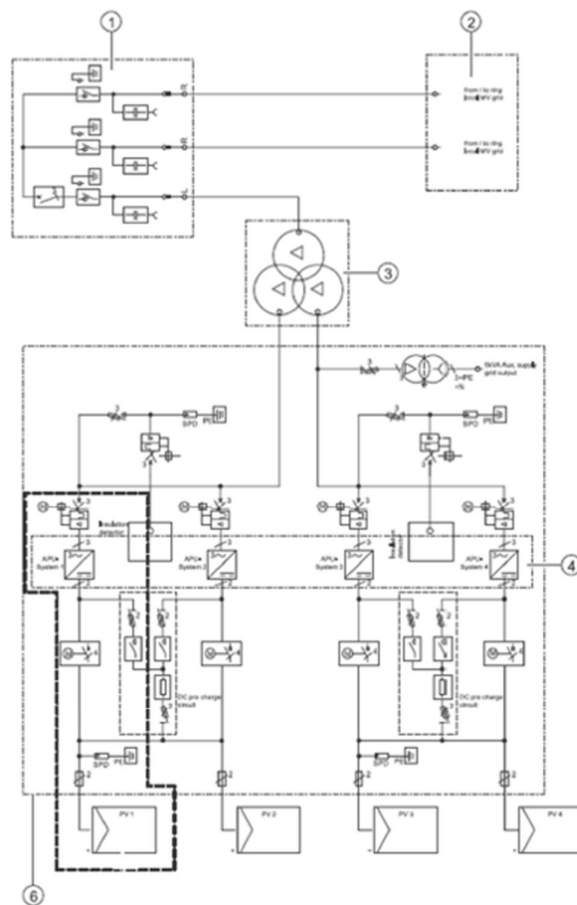
Tabella 3-4 – Dati tecnici unità inverter centralizzato

Tensione nominale circuito primario	30 kV
Tensione nominale circuito secondario	550 (SINACON PV4000) - 600 V (SINACON PV4360)
Fasi	n.3
Massima temperatura di operazione	50 °C
Tipologia di raffreddamento	ONAN (Oil Natural – Air Natural)
Tipo di olio	Olio minerale
HV brushing	33kV cable plug connect bushings
LV Bushings	1kV palm type porcelain or silicon bushings
Dimensioni: Largh. x Altezz. x Spess.	2.900 mm x 2.500 mm x 1.550 mm
Peso totale	10.000 kg
Peso olio	2.500 kg

Tabella 3-5 – Dati tecnici trasformatore BT/MT

Modello	medium-voltage switchgear 8DJH 36
Rated normal current	Up to 630 A
Rated short-time withstand current	Up to 20 kA
Tipo di isolamento	SF6 Gas Insulated fino a 38 kV
Protezione	IP65 MV circuit
Dimensioni: Largh. x Altezz. x Spess.	1.470 mm x 2.335 mm x 920 mm

Tabella 3-6 – Dati tecnici quadro in MT



- 1- 30kV Outdoor GIS RMU series 8DJH36
- 3- Oil ONAN Outdoor Power Transformer
- 6- SINACON PV
- 4- Inverter modular APUs (Apparent Power Units)

Figura 3-4 – Schema concettuale inverter centralizzato

L'inverter centralizzato converte dal regime continuo a quello alternato la corrente proveniente dal generatore fotovoltaico. La corrente entra in regime continuo ad una tensione massima di 1335 V (tensione a circuito aperto a -10°C) e viene convertita in alternata alla tensione di 550 V (nel caso di PV4000) o 600 V (nel caso di PV4360).

La tensione viene poi innalzata al valore di 30 kV tramite il trasformatore BT/MT. Dopodiché la corrente viene inviata nel quadro di media tensione dove sono collocate le varie protezioni, prima di essere convogliata nella cabina di smistamento tramite un cavo MT interrato a 30 kV.

3.4.1 Sottocampi generatore fotovoltaico

Il generatore sarà suddiviso in n.4 sottocampi, composti da n.280, n.258, n.258 e n.256 stringhe e di potenza pari a 4.972,8 – 4.582,08 – 4.508,08 – 4.546,56 kW rispettivamente. In seguito, sono riportate le caratteristiche principali di ciascun sottocampo e le principali verifiche elettriche di compatibilità campo-inverter centralizzato.

Sottocampo	S-1	S-2	S-3	S-4	Totale
n. moduli installati	8.960	8.256	8.256	8.192	33.664
n. stringhe	280	258	258	256	1052
Potenza installata [kW]	4.972,8	4.582,08	4.582,08	4.546,56	18.683,52
Potenza power skid [kVA]	4.360	4.000	4.000	4.000	16.360
Rapporto DC/AC	1,140	1,146	1,146	1,137	1,142

Tabella 3-7 – Caratteristiche sottocampi

Sottocampo	S-1	S-2	S-3	S-4
Tensione AC in uscita dall'inverter [V]	600	550	550	550
Tensione MPP inverter minima [V]	875	802	802	802
Tensione MPP inverter massima [V]	1500	1500	1500	1500
Tensione MPP campo minima (60°C) [V]	886	886	886	886
Tensione MPP campo massima (-10°C) [V]	1130	1130	1130	1130
Corrente di cortocircuito @ STC [A]	5.197	4.788	4.788	4.788
Corrente MPP @ STC [A]	4.935	4.547	4.547	4.547
Corrente massima inverter [A]	6.400	6.400	6.400	6.400
Tensione AC in uscita dal power skid [kV]	30	30	30	30

Tabella 3-8 – Verifiche di compatibilità generatore FTV – inverter centralizzato

3.5 SISTEMA BESS

All'interno dell'area di impianto verrà installato un sistema di accumulo elettrochimico caratterizzato da una potenza pari a 14 MW per il prelievo e l'immissione di energia elettrica nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e una capacità di accumulo dell'energia elettrica pari a circa 28 MWh. I sistemi BESS possono operare sia come carico, durante la carica degli accumulatori, sia come generatore durante la loro fase di scarica. Inoltre, il sistema BESS è in grado di fornire diversi servizi di regolazione di frequenza e bilanciamento alla rete elettrica nazionale. Eventualmente potrà effettuare altri servizi ancillari di rete, solo su richiesta del TSO nel punto di connessione.

Il sistema di accumulo BESS (Battery Energy Storage System) è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia elettrica ed alla conversione bidirezionale della stessa al livello di tensione della rete.

Il sistema di accumulo è in grado di immagazzinare l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per poi immetterla in rete quando ciò risulta più conveniente. L'accumulo (o storage) consente inoltre di immagazzinare la sovrapproduzione di energia elettrica che non può essere immessa in rete, qualora questa risulti congestionata.

La tecnologia di accumulatori elettrochimici (batterie) è composta da celle agli ioni di litio. Di seguito è riportata la lista dei componenti principali del sistema BESS:

- celle agli ioni di litio assemblati in moduli e armadi (Battery container);
- sistema bidirezionale di conversione CC/CA, trasformatori di potenza MT/BT e quadri elettrici di potenza MT (PCS);
- sistema di gestione e controllo locale di assemblato batterie (BMS);
- sistema locale di gestione e controllo integrato di impianto (SCI) - assicura il corretto funzionamento di ogni assemblata batteria azionato da PCS;
- sistema Centrale di Supervisione (SCCI);
- servizi Ausiliari e di controllo;
- cavi di potenza e di segnale;
- sistema di raffreddamento degli assemblati batterie e impianto antincendio.

La configurazione del sistema BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria e containers dipenderà dal fornitore dello stesso e sua densità di potenza, oltre che dalla capacità di accumulo prevista. Tipicamente gli impianti BESS sono dimensionati in termini di ore di autonomia rispetto alla potenza nominale dello stesso, indicativamente da 1 a 8h, secondo l'esigenza.

Il sistema previsto in progetto si compone di due unità di conversione e trasformazione (PCS), ciascuna con potenza pari a 7.200 kVA ed è dotato di n.8 battery container, ciascuno con capacità di stoccaggio dell'energia elettrica pari a 3,5 MWh per un totale di circa 28 MWh. Il sistema sarà quindi in grado di fornire o sottrarre energia dalla RTN alla potenza nominale di 14 MW per una durata pari a due ore.

Le singole unità sono combinate tra loro attraverso una distribuzione interna di impianto in Bt e MT e costituiranno l'intero sistema BESS. Ogni unità sarà costituita dai principali componenti quali trasformatori MT/BT e inverter (che costituiscono l'unità di trasformazione e conversione PCS), al QUALI sono abbinati un certo numero di moduli batteria dimensionati rispetto al valore di autonomia di progetto (attraverso opportuni collegamenti serie e parallelo dei singoli moduli).

Il sistema sarà complessivamente composto da:

- n.8 container di energia (Battery Container) da da 12,19x2,44x2,9m High Cube (40 ft);
- n.2 container contenente il quadro di parallelo in media tensione, il trasformatore MT/BT e il sistema di conversione (PCS – Power Conversion Unit), da 6,06x2,44x2,59m (20 ft);

Il tipologico della planimetria del sistema BESS è riportato all'interno della tavola "21047RMC.PD.T.34.00 – Planimetria sistema BESS".

3.5.1 Descrizione Battery container (ISO 40ft)

I moduli batteria collegati in serie sono collocati all'interno di cabinati container tipo ISO40 (12,19x2,44x2,9m). I cabinati saranno realizzati mediante container prefabbricati posati su fondazione a vasca. La dimensione in pianta della fondazione sarà di circa 13x4 m ISO 40ft.

La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container. L'unica eccezione riguarderà i moduli batteria, che se necessario, saranno smontati e trasportati a parte.

Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati. Il grado

di protezione minimo dei container sarà di IP54. Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni.

La struttura dei containers sarà del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in pannelli coibentati. I battery container saranno equipaggiati di sistemi per il rilevamento del calore e dei fumi e di sistemi per l'estinzione della fiamma dotati di sensori per il rilevamento delle perdite. Sarà previsto inoltre un sistema automatico per il controllo della pressione all'interno dell'ambiente chiuso.

Inoltre, i container batteria saranno dotati di sistemi di condizionamento opportunamente dimensionati in modo da garantire la temperatura ottimale dell'aria per il corretto funzionamento delle varie componenti interne al locale chiuso. I sistemi di condizionamento potranno essere saranno dotati anche di un circuito chiuso ad acqua o acqua e glicole per il raffreddamento delle componenti elettroniche dell'impianto. Il tipologico del container batteria è riportato nella tavola allegata "21047RMC.PD.T.32.00 – Piante e sezioni container batterie".

Le batterie sono alloggiare all'interno dei n.8 container e sono raggruppate in rack. Ogni rack è composto da un numero di moduli batterie collegati in serie tra loro. Il modulo batterie sarà composto da 50 celle in serie per una tensione nominale di 160V, una capacità nominale di 280Ah ed una potenza massima di 44,8kW.

BATTERY CELLS	
Manufacturer	CATL
Model	CATL 280Ah
Cell Technology	LFP
Nominal Capacity	280Ah
Maximum Power	896 W
Operating Voltage	2.5 – 3.65 V
Nominal Voltage	3.2 V
Operation Temperature Range	Charge: 0 – 55°C Discharge: -20 – 55°C
Maximum Operating Current	10.51 A

Tabella 3-9 – Dati tecnici cella elettrochimica

Ciascun container batteria sarà composto da 12 rack per un totale di 96 rack ciascuno caratterizzato da una capacità pari a 358,4 kWh (valore variabile in funzione del modello disponibile del produttore).

Nella figura sottostante è riportata la tipologia commerciale di rack presa in esame per il dimensionamento di massima dell'impianto. L'esatta tipologia, marca e modello, sarà definita in sede di progetto esecutivo.

SPECIFICATION	PARAMETER
Configuration	1P400S
Key component	8 Modules, 1 BSPU
Dimension(W×H×D)	1000*2400*1200 mm
Weight	3300kg
Nominal capacity	280Ah
Nominal Energy	358,40 kWh
Nominal Voltage	1.280V
Operating Voltage	1.120V ~ 1.440V
Max Power	358.40 kW (1C)
Certifications	IEC 62619 UL 9540A

Tabella 3-10 – Dati tecnici rack batterie

3.5.2 Descrizione sistema di conversione (PCS)

La conversione dell'energia elettrica da corrente continua in corrente alternata (e viceversa) è affidata ad un sistema di inverter aventi potenza nominale paria a 3.500 kW, alloggiati in apposito container insieme con i quadri di interfaccia e al trasformatore MT/BT, che eleva la tensione a 30 kV. Il sistema risulterà equipaggiato con i seguenti componenti principali:

- trasformatori MT/BT tipo ONAN (Oil Natural – Air Natural) da 7200 kVA;
- ponti bidirezionali di conversione statica Inverter CC/CA da 3500 kVA;
- filtri sinusoidali di rete;
- filtri RFI;
- celle MT;
- sistemi di controllo, monitoraggio e diagnostica;
- sistemi di protezione e manovra;
- sistemi ausiliari (condizionamento, ventilazione, etc.);
- sistemi di interfaccia assemblati batterie.

I convertitori statici CC/CA saranno di tipologia VSC (Self-Commutated Voltage source Converter) con controllo in corrente, di tipo commutato. Essi saranno composti da ponti trifase di conversione CC/CA bidirezionali reversibili realizzati mediante componenti total-controllati di tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

Il sistema di conversione sarà dotato degli apparati di supervisione con funzioni di protezione, controllo e monitoraggio, dedicato alla gestione locale dello stesso e delle assemblate batterie da esso azionate. Il PCS sarà posto all'interno di container 20ft (6,06x2,44x2,59m) su apposita fondazione del quale piante e sezioni sono riportate all'interno della tavola "21047RMC.PD.T.33.00 – Piante e sezioni container PCS".

Si è menzionata la necessità di elevare, mediante trasformatori, la tensione in MT. Tali trasformatori saranno collegati tra di loro all'interno dei quadri MT e avranno il compito di distribuire la potenza erogata/assorbita dalle batterie verso la cabina di smistamento dell'impianto. Da un punto di vista funzionale il quadro avrà quindi il compito di:

- dispacciare la totale potenza erogata/assorbita dal sistema di stoccaggio mediante una cella apposita che sarà in assetto classico "montante di generazione";
- alimentare i servizi ausiliari di tutti i container che alloggianno le batterie e i sistemi di conversione mediante una cella in assetto classico "distributore".

3.5.3 Impianto di terra

L'impianto di terra del sistema BESS sarà dimensionato per disperdere la massima corrente di guasto prevista.

La definizione della geometria del dispersore sarà effettuata in fase di progetto esecutivo, quando saranno noti i valori di resistività del terreno, da determinare con apposita campagna di misure. In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si potrà procedere all'installazione di dispersori verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore. Qualora risultasse la presenza di zone con tensioni di contatto superiori, si adotteranno le soluzioni di cui all'Allegato E della Norma CEI 99-3.

3.5.4 Sistema di Protezione, Monitoraggio, Comando e Controllo

Il sistema di accumulo può essere controllato da: un sistema centralizzato di controllo locale e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

Il Sistema di Controllo Integrato locale è formato da una rete di controllori digitali per il controllo dei container PCS e di unità di controllo remoto di segnali I/O, per la gestione dei container batterie. Ci sarà inoltre una unità centrale di controllo che funge da collettore di informazioni verso lo SCADA di livello superiore e il sistema di controllo della centrale esistente.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e connettono l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, per il controllo e l'automazione delle varie apparecchiature e le registrazioni cronologiche (TREND).

3.5.5 Sistemi ausiliari

L'impianto sarà dotato dei seguenti sistemi ausiliari:

- Impianto di sicurezza e videosorveglianza: non si prevedono modifiche di quello esistente, ma se ne valuterà l'esigenza in fase di progetto esecutivo;
- Impianto di illuminazione esterno: per il progetto in esame, non si prevedono integrazioni all'illuminazione esterna della centrale; quanto all'illuminazione dei container, ognuno avrà corpi illuminanti interni ed esterni costituiti da armature stagne a LED IP65;
- Sistema di condizionamento dimensionati in modo da garantire la temperatura ottimale dell'aria per il corretto funzionamento delle varie componenti interne al locale chiuso. I

sistemi di condizionamento potranno essere saranno dotati anche di un circuito chiuso ad acqua o acqua e glicole per il raffreddamento delle componenti elettroniche dell'impianto;

- Impianto di rivelazione incendi con centralina collegata a sensori di fumo e di calore all'interno dei container batterie;
- Attrezzature di spegnimento, sistema di estinzione della fiamma dotato di estintore con segnalatore di perdita e di un sistema automatico per il controllo della pressione.

3.5.6 Gestione impianto

L'impianto BESS non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto.

L'impianto, infatti, verrà esercito, a regime, mediante un sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto, o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto.

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter;
- 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;
- Temperatura ambiente;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

3.6 CABINA DI SMISTAMENTO

La cabina di smistamento sarà posizionata all'interno dell'area di impianto e ospiterà i quadri MT collettori delle linee in arrivo dai sottocampi e di partenza della linea MT verso il trasformatore MT/AT collocato all'interno dell'area di impianto.

Le caratteristiche tecniche dei quadri MT sono le seguenti:

Tensione nominale/esercizio	30 kV
Frequenza nominale	50 Hz
Corrente nominale delle sbarre principali	630 A
N° fasi	3
Tipologia interruttori di manovra - sezionatori	SF6/in aria
Tipologia interruttori	SF6
Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale	16 kA
Tenuta arco interno	SI

Tabella 3-11 – Caratteristiche quadri MT

Ogni quadro MT e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (*International Electrotechnical Commission*) in vigore.

Ciascun quadro elettrico MT sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200.

I quadri saranno realizzati in esecuzione protetta e saranno adatti per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC.

Ciascun quadro dovrà garantire la protezione contro l'arco interno sul fronte del quadro fino a 25kA/1s e 31.5kA per 0.5 s (CEI-EN 62271-200).

Le celle saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante del tipo

a "sistema a pressione sigillato" (secondo definizione CEI 17-1, allegato EE). Il gas SF6 a bassa pressione garantisce un'eccellente affidabilità della tenuta stagna. La pressione di SF6 può essere sorvegliata in permanenza attraverso un pressostato. Gli interruttori saranno provvisti di un comando meccanico di tipo R1 con molle ad accumulo di energia.

Gli interruttori MT saranno ad interruzione in SF6, il gas impiegato e la pressione relativa del SF6 di primo riempimento saranno conformi alla Norma CEI EN IEC 60376 (CEI 10-7). Il potere di corto circuito non dovrà essere inferiore a 16 kA.

Sono previste le seguenti protezioni:

- 50 Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida
- 51 Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
- 51N Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata
- 67N Protezione di massima corrente omopolare direzionale
- 59V₀ Protezione di massima tensione omopolare ritardata

3.6.1 Dispositivo di interfaccia- DDI

Il dispositivo di interfaccia (DDI) è un sistema di manovra e di protezione della rete elettrica che interviene in caso di anomalie di quest'ultima o di apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione). Per evitare il funzionamento in isola dell'impianto, viene assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con il dispositivo generale, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete.

Le protezioni di interfaccia, in accordo con l'allegato E della norma CEI 0-16, sono le seguenti:

- 27 Protezione di minima tensione
- 59 Protezione di massima tensione
- 81< Protezione di minima frequenza
- 81> Protezione di massima frequenza
- 59V₀ Protezione di massima tensione residua
- 59V_i Sblocco voltmetrico – Massima tensione sequenza inversa
- 27V_a Sblocco voltmetrico – Minima tensione sequenza inversa

Il Sistema di Protezione di Interfaccia verrà collocato all'interno di un pannello polivalente conforme alla Norma CEI 11-20.

3.6.2 Rincalzo della mancata apertura del DDI

Il rincalzo consiste nel riportare il comando di scatto emesso dal dispositivo di interfaccia ai dispositivi di interruzione IMS nelle celle MT di arrivo dai cluster presenti all'interno della cabina di smistamento. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del DDI.

3.6.3 Dispositivo generale - DG

Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Il DG deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando ed interruzione. Esso è costituito da un interruttore in SF6 con sganciatore di apertura, regolato da un sistema di protezioni generali (SPG) di cui si riportano nel seguente elenco gli elementi principali in conformità con la norma CEI 0-16:

- 50 Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida
- 51 Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
- 51N Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata
- 67N Protezione di massima corrente omopolare direzionale

3.7 TRASFORMATORE MT/AT

L'unità di trasformazione da media (30 kV) ad alta tensione (36 kV) è collocata a valle della cabina di smistamento ed è composta dal trasformatore stesso e dal quadro in alta tensione dove sono collocate ulteriori protezioni elettriche e dal quale avrà inizio il tracciato del cavidotto interrato a 36 kV per il collegamento alla SE Ramacca 380 da realizzare nel Comune di Belpasso. Il trasformatore e il quadro saranno posti su apposita fondazione.

In seguito, sono riportate le principali caratteristiche del trasformatore MT/AT e del quadro a 36 kV situato a valle.

Lunghezza	7.200 mm
Altezza	5.000 mm
Larghezza	3.800 mm
Peso olio	19.000 kg
Peso totale	67.000 kg
Potenza nominale	40.000 kVA
Tipo raffreddamento	ONAN (Oil Natural – Air Natural)
Tensione circuito primario	36.000 Volt
Tensione circuito secondario	30.000 Volt

Tabella 3-12 – Principali caratteristiche trafo MT/AT

Version	GHA
Busbar Type	Single
Design	Standard
<u>Electrical Characteristics</u>	
Rated Voltage	40.5 kV
Rated Operating Voltage	36 kV
Rated Frequency [Hz]	50
Rated Power Frequency Withstand Voltage	85 kV
Rated Lightning Impulse Withstand Voltage	185 kV
Rated Short-Time Withstand Current	40 kA
Rated Short-Circuit Duration	3 s
Rated Peak Current	100 kA
Rated Current Busbar	1250 A
<u>Degree of protection</u>	
Main Circuits	IP 65
Drives	IP 2X
Cable Compartment	IP 3X
LV Cabinet	IP 4X
<u>Auxiliary Voltage</u>	
Control	110 V DC
Motor	110 V DC
Protection/Control	110 V DC
<u>IAC Classification acc. to IEC 62271-200</u>	
IAC Classification	AFLR
Internal Arc	40 kA 1 s
<u>Installation</u>	
Arrangement of Switchgear (Rear)	Wall Arrangement
Minimum Ceiling Height	3000 mm
Minimum Clearance to Building Rear Wall	500 mm
Minimum Clearance Front	1700 mm
Minimum Clearance to Side Left	800 mm
Minimum Clearance to Side Right	800 mm
<u>Dimensions</u>	
End Panel Width Left	180 mm
End Panel Width Right	180 mm
Cubicle Height max.	2500 mm
Total Width of Switch Board Section	6560 mm
(Approximate Values without Attachments)	

Figura 3-5 – Principali caratteristiche quadro 36 kV

3.8 MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA

In accordo con la delibera AEEG 88/09 "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

All'interno dell'impianto verranno adottati sistemi di misura in grado di conteggiare:

- energia elettrica prelevata dalla rete;
- energia elettrica immessa in rete;
- energia elettrica prodotta dall'impianto agro-fotovoltaico.

Il sistema di misure dovrà essere conforme con la normativa CEI 0-16. Esso sarà costituito da:

1. trasformatori di tensione TV;
2. trasformatori di corrente TA;
3. contatore statico, per la misura bidirezionale dell'energia attiva e reattiva, collegato in inserzione indiretta ai TV e TA;
4. morsettiera di sezionamento e raccolta cavi e dispositivo di protezione del circuito voltmetrico, montato su armadio esterno sigillabile;
5. cavi di tipo schermato per evitare il verificarsi di interferenze (interne, esterne, elettrostatiche e elettromagnetiche);
6. eventuali apparati di alimentazione ausiliaria;
7. dispositivi per la connessione al contatore ai sistemi di acquisizione remota delle misure, finalizzati alla trasmissione di dati.

Tutti i componenti del sistema di misura devono far riferimento allo stesso impianto di terra. I requisiti funzionali dei sistemi di misura sono:

- misura dell'energia attiva e reattiva immessa e prelevata dalla rete;
- misura e relativa registrazione dei valori massimi di potenza attiva e la corrispondente data e ora;
- impostazione da remoto delle fasce orarie;
- impostazione automatica dell'ora legale/solare;
- rilevazione delle segnalazioni diagnostiche;
- sincronizzazione oraria in locale e da remoto;
- memorizzazione dei dati di misura di energia registrati per un periodo temporale almeno di 60 giorni;

3.9 SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari o impianti speciali includono:

- impianto di illuminazione;
- impianto antintrusione;
- impianto di videosorveglianza;
- impianto rivelazione incendi.

Tutti gli impianti citati con parti all'esterno della cabina utenza, servizi ausiliari e di consegna dovranno essere realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti, mediante l'impiego di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente.

L'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto sarà derivata dal medesimo PoD a cui sarà allacciato l'impianto agro-fotovoltaico, mediante l'installazione di un trasformatore dedicato da 40 kVA 30/0.4 kV adiacente alla cabina ausiliari. Il quadro di distribuzione dei servizi ausiliari sarà posizionato in un locale dedicato, ubicato nella zona a sud dell'impianto.

3.9.1 Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà asservito all'illuminazione ordinaria dei locali tecnici e all'illuminazione esterna. All'interno dei locali tecnici dovrà essere garantito un illuminamento non inferiore a 200 lux. L'impianto di illuminazione esterna invece sarà adatto a consentire il corretto funzionamento delle telecamere di videosorveglianza, garantendo quindi un illuminamento minimo di 2 lux lungo le strade perimetrali che verrà attivato tramite sensori solo in caso di allarme dell'impianto antintrusione. Sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente.

L'intero impianto di illuminazione sarà controllabile in modalità manuale o automatica da remoto.

3.9.2 Impianto antintrusione

L'impianto antintrusione dovrà essere realizzato con camere IR. I dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale saranno quindi apparecchi in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate con conduttori con $U_0=0,6/1$ kV e le derivazioni saranno effettuate in cassette di derivazione di materiale isolante.

Si prevede l'installazione di un'unità centrale nel locale ausiliari, in grado di monitorare lo stato dell'impianto ed analizzare gli eventi. Sarà possibile il collegamento ad una o più unità remote.

3.9.3 Impianto di videosorveglianza

L'impianto di videosorveglianza sarà costituito di telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini, ubicata nel locale ausiliari. L'impianto dovrà essere impostato in modo da garantire una visione completa dell'impianto agro-fotovoltaico. La continuità di funzionamento delle telecamere sarà garantita per almeno 10 ore tramite un alimentatore indipendente.

Le telecamere saranno in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate con conduttori con $U_0=0,6/1$ kV e le derivazioni saranno effettuate in cassette di derivazione di materiale isolante.

3.9.4 Impianto antincendio

La protezione dal rischio di incendio verrà effettuata secondo le buone pratiche relative a locali con presenza di apparecchiature elettriche soggette a riscaldamento e a rischi legati alla distribuzione di energia elettrica, quali perdite di isolamento e cortocircuito. Pertanto, le unità di trasformazione saranno equipaggiate di sensori di rivelazione incendi collegati ad una centralina per la supervisione remota ed a un sistema di segnalazione sonora, che verranno definiti con maggior dettaglio in fase di progettazione esecutiva e di un estintore a polvere o a CO₂.

Le cabine saranno inoltre dotate di un torrino di estrazione aria e di griglie di aspirazione, al fine di garantire una buona ventilazione del locale e di un'apertura con maniglione antipánico.

Ciascuna unità di trasformazione, cabina e il locale ausiliari saranno dotati di un pulsante di emergenza per lo sgancio rapido a lancio di corrente.

Per ulteriori approfondimenti, si rimanda alla relazione "21047RMC.PD.R.19.00 – Relazione tecnica antincendio".

4 SISTEMA DI DISTRIBUZIONE BT

4.1 GENERALITA'

La distribuzione dell'energia elettrica all'interno del campo agro-fotovoltaico ha essenzialmente lo scopo di:

- trasferire l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici alle unità di trasformazione, (sistema di distribuzione BT di produzione);
- alimentare i servizi ausiliari a servizio dell'impianto, quali ad esempio l'illuminazione, prese FM, (sistema di distribuzione BT servizi ausiliari);

In generale tutte le connessioni tra materiali di natura differente dovranno essere eseguite prestando particolare attenzione a limitare i fenomeni di corrosione per accoppiamento di materiali diversi e al mantenimento delle proprietà originali. Tutte le connessioni e giunzioni dei cavi saranno effettuate tramite morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati entro apposite cassette di derivazione di grado di protezione almeno IP40 se posate all'interno di locali e IP55 se esterne. Le cassette di derivazione disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'utilizzo di attrezzo.

Le condutture non dovranno essere causa di innesco o di propagazione di incendio, saranno quindi installati cavi, tubi protettivi e canali aventi caratteristiche di non propagazione della fiamma nelle condizioni di posa.

I cavi impiegati saranno a doppio isolamento, o in alternativa a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante.

Dovrà essere garantita la separazione fisica tra conduttori appartenenti a circuiti a tensioni differenti, utilizzando tubazioni e cassette di derivazione dedicate. Nel caso in cui una cassetta di derivazione contenga cavi a tensioni differenti tensioni, la separazione fisica potrà essere garantita tramite diaframmi divisorii. Tutti i conduttori dovranno essere chiaramente distinguibili da un'opportuna etichettatura applicata alle estremità degli stessi.

In merito all'ispezionabilità delle tubazioni interrate verranno utilizzate prolunghe per pozzetti prefabbricati in cemento, con chiusini carrabili.

4.2 SISTEMA DI DISTRIBUZIONE BT PRODUZIONE

Il sistema di distribuzione BT sarà costituito principalmente dalle sezioni in CC tra le stringhe di moduli fotovoltaici, le scatole elettriche per i collegamenti in parallelo delle stringhe e i morsetti terminali lato CC dell'inverter.

Il sistema BT di produzione lato CC sarà esercito come sistema IT (neutro isolato); le relative masse dovranno pertanto essere tutte collegate allo stesso impianto di terra e lo stato di isolamento sarà controllato da opportuno sistema di monitoraggio continuo. L'insorgenza di condizioni di allarme da parte di tale dispositivo sarà segnalata in maniera visiva e/o sonora localmente ed in postazione remota e la ricerca ed eliminazione del guasto dovrà avvenire quanto più tempestivamente possibile.

I moduli fotovoltaici saranno suddivisi in n.32 moduli con tensione nominale a vuoto non superiore a 1.335 V nelle condizioni limite di progetto a -10°C. La distribuzione BT di produzione in corrente continua sarà realizzata mediante i cavi forniti in dotazione ai singoli moduli ed impiego di cavi "solari", del tipo H1Z2Z2-K, conformi alle norme e con tensione nominale $U \geq 1,5$ kV (CC).

NPE SUN H1Z2Z2-K cavo per impianti fotovoltaici

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	EN 50618
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50525-1
Durezza del fuso:	EN 61034-2
Resistenza raggi UV:	EN 50298-4-17 (A)
Resistenza ozono:	EN 50398
Resistenza alla sollecitazione termica:	EN 60216-1
	EN 60216-2
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE

REAZIONE AL FUOCO	
CONFORME CPR	
REGOLAMENTO 305/2011/UE	
Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	E _{ca}
Classificazione:	EN 13501-6
Propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2020



Descrizione

- Conduttore: rame stagnato, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: compound reticolato (LSOH)
- Guaina: compound reticolato (LSOH)
- Colore: nero, rosso

LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U₀/U: 1000/1000 V c.a.
1500/1500 V c.c.
- Tensione massima U_m (anche verso terra): 1800 V c.c.
- Temperatura massima di esercizio sul conduttore: 90°C
- Temperatura massima sul conduttore alla temperatura ambiente max di 90°C: 120°C (max 20.000 ore)
- Temperatura minima di esercizio: -40°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C per un periodo di 5 sec.

Caratteristiche particolari

Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (EN 60216-1)

Condizioni di posa

- Temperatura minima di installazione: -25°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame

Impiego e tipo di posa

Uso previsto in installazioni fotovoltaici secondo la HD 60364-7-712.
 Sono progettati per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fissa. Installazione anche in condotti e su canale, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature. Adatto per l'applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (classe di protezione II).

Marcatura

[Ditta] NPE SUN H1Z222-K [formazione] mm² IEMMEQU ◀HAR▶ [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]
 [Ditta] NPE SUN 1Z222-K [formazione] mm² [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]

NPE SUN H1Z222-K

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente a temperatura ambiente 60°C e temperatura del conduttore 120°C		
					1 cavo in aria libera	1 cavo su una superficie	2 cavi in contatto su una superficie
n° x mm ²	mm	mm	Ω/km	kg/km	A	A	A
1 x 1,5	1,5	5,4	13,7	32	30	29	24
1 x 2,5	1,9	5,9	8,21	43	41	39	33
1 x 4	2,4	6,6	5,09	60	55	52	44
1 x 6	3,0	7,4	3,39	82	70	67	57
1 x 10	3,9	8,8	1,95	125	98	93	79
1 x 16	5,0	10,1	1,24	185	132	125	107
1 x 25	6,1	12,5	0,795	280	176	167	142
1 x 35	7,3	14,0	0,565	370	218	207	176
1 x 50	8,7	16,3	0,393	520	276	262	221
1 x 70	10,5	18,7	0,277	715	347	330	278
1 x 95	11,9	20,8	0,210	925	416	395	333
1 x 120	13,8	22,8	0,164	1165	488	464	390
1 x 150 (*)	15,3	25,5	0,132	1480	566	538	453

(*) = Questa formazione non rientra nella certificazione HAR

Coefficienti di correzione per temperature ambiente diverse da 60°C	
Temperatura ambiente (°C)	Coefficiente di correzione
Fino a 60	1,0
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Per installazioni a gruppi i coefficienti di correzione della portata sono riportati nel documento HD 60364-5-52:2011, Tabella B.52.17

Figura 4-1 – Caratteristiche cavi BT di collegamento fra le stringhe

I cavidotti che collegano la stringa alla scatola elettrica per il collegamento in parallelo saranno realizzati con cavi tipo H1Z2Z2-K di sezione pari a 6 mm².

I tratti dei cavidotti che collegano i singoli *string combiners* ai power skid sono dimensionati in funzione del numero di stringhe collegate in parallelo all'interno delle scatole elettriche. Nel dimensionamento dei cavidotti sono stati considerati i seguenti parametri correttivi:

- Coefficiente di correzione della temperatura da 35°C a 25°C – A=1,06
- Coefficiente di correzione per più circuiti installati sullo stesso piano. Il numero di circuiti ipotizzato è pari a 7, pari al numero maggiore di cavi posti all'interno della medesima sezione – B=0,72
- Coefficiente di correzione per gruppi di circuiti posti sullo stesso piano e posati in tubi direttamente interrati a contatto – C= 0,6
- Coefficiente di correzione per diversi valori di profondità di posa dei cavi – D= 1,02

La corrente del cavidotto viene calcolata mediante la seguente formula:

$$I_{z,corr} = A \cdot B \cdot C \cdot D \cdot I_z$$

Dove I_b è il valore della corrente percorsa da ciascun cavo in condizioni nominali, pari a $I_b = P_n/V_n$.

Per il calcolo della caduta di tensione viene utilizzata la formula seguente:

$$\Delta V = I_b \cdot L \cdot R_m / 1000$$

Dove:

- L è la lunghezza massima dei cavidotti percorsa all'interno dell'area di impianto e posta cautelativamente pari a 600 metri
- R_m è la resistenza specifica del cavo espressa in [Ω/km]

In Tabella 4-1 sono riportati i principali parametri di dimensionamento per i cavidotti in BT in corrente continua. Come è possibile osservare, la caduta di tensione è minore al 2% per tutte le tipologie di cavi impiegati e la portata di corrente è compatibile con la corrente di impiego calcolata.

n. stringhe in parallelo	Potenza di picco [kW]	n. cavi per sezione	Sezione cavi [mmq]	Portata di corrente nominale Ib [A]	Corrente del conduttore Iz,corr [A]	ΔV
12	213,12	1	95	174,8	194,305	1,81%
14	248,64	1	120	203,9	232,605	1,65%
16	284,16	1	150	233,1	264,366	1,51%
18	319,68	2	95	131,1	194,305	1,35%
20	355,20	2	95	145,7	194,305	1,51%
24	426,24	2	120	174,8	232,605	1,41%

Tabella 4-1 – Dimensionamento cavi BT in CC di connessione tra combiner box e power skid

La sezione in corrente alternata sarà confinata all'interno dei power skid in collegamento tra i morsetti in uscita del convertitore CC/AC e il circuito secondario del trasformatore BT/MT. Tale tratto di connessione è fornito all'interno dell'unità power skid da minimo IP54, incluso 1kV da 240mm² in rame con singolo conduttore e dotato di morsetti.

4.3 SISTEMA DI DISTRIBUZIONE BT SERVIZI AUSILIARI

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà garantita da conduttori 3F + N a tensione nominale pari a 400 V. I conduttori impiegati saranno a doppio isolamento o semplice isolamento posati entro canalizzazione in materiale isolante. A monte dei circuiti terminali destinati all'alimentazione delle prese F.M. dovrà essere installato un interruttore di tipo differenziale con soglia di intervento pari a 0,03 A, al fine di garantire una corretta protezione dai contatti diretti.

La protezione dalle sovracorrenti sarà realizzata mediante l'installazione di dispositivi unici di interruzione di tipo magneto-termico installati a monte di ciascuna conduttura, aventi caratteristiche idonee ad interrompere automaticamente l'alimentazione nell'eventualità di sovraccarichi o cortocircuito.

5 SISTEMA DI DISTRIBUZIONE MT

5.1 DIMENSIONAMENTO CONDUTTORI

Il dimensionamento dei conduttori di fase ha il fine di garantire:

- la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico;
- la minima caduta di tensione, $\Delta V\% \leq 2\%$.

Il primo obiettivo viene conseguito tramite un opportuno coordinamento tra il dispositivo di protezione e la portata nominale di corrente del conduttore, ovvero verificando la validità delle seguenti relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

Dove I_b indica la corrente di impiego, I_n è la corrente nominale della protezione a monte del conduttore da dimensionare, I_z è la portata di corrente del conduttore, dipendente dalla sezione del conduttore stesso e I_f è la corrente convenzionale di funzionamento.

La portata I_z deve tener conto, tramite opportuni coefficienti, del:

- numero di conduttori in prossimità;
- eventuali declassamenti decisi dall'utente;
- materiale conduttore;
- tipo di isolamento.

La caduta di tensione viene calcolata settorialmente per ciascuna utenza lungo ogni fase ed eventuale conduttore di neutro. La caduta di tensione di una utenza viene quindi determinata come somma vettoriale delle cadute di tensione riferite al singolo conduttore dei rami a monte dell'utenza esaminata. Il valore di caduta di tensione percentuale viene quindi riferito al sistema monofase o trifase e alla tensione nominale.

Il valore della caduta di tensione percentuale, $\Delta V\%$ può essere calcolato mediante la seguente formula approssimata:

$$\Delta V\% = k \cdot I_b \cdot L_c / 1000 \cdot (R_{cavo} \cdot \cos\varphi + X_{cavo} \cdot \sin\varphi) \cdot 100 / V_n$$

Dove il coefficiente k assume valore pari a 2 per sistemi monofase e pari a $\sqrt{3}$ per sistemi trifase, I_b è la corrente di impiego, L_c è la lunghezza del conduttore, R_{cavo} ed X_{cavo} possono essere determinati dalle tabelle UNEL in funzione della tipologia e sezione del conduttore, φ rappresenta lo sfasamento tra tensione e corrente e V_n è la tensione nominale.

Il sistema di distribuzione in MT sarà asservito al collegamento delle n.4 unità di trasformazione appartenenti ai sottocampi del generatore fotovoltaico e delle n.2 unità di trasformazione interne ai sistemi di accumulo BESS, alla cabina di smistamento ubicata nella zona più a sud dell'area di impianto. All'interno della cabina di smistamento le linee in MT vengono collegate in parallelo e la corrente viene convogliata tramite un collegamento in MT al trasformatore MT/AT dove la tensione viene elevata al valore di 36 kV. In

Descrizione tratto	Tipologia cavo [mm²]	n. terne	Lunghezza tratto [m]	Portata di corrente I_b [A]	Corrente del conduttore I_z [A]	ΔV
S1-smistamento	ARE4H5E compact	1	1550	93,2	115,776	0,68%
S2-smistamento	ARE4H5E compact	1	1117	85,5	115,776	0,45%
S3-smistamento	ARE4H5E compact	1	448	85,5	115,776	0,18%
S4-smistamento	ARE4H5E compact	1	441	85,5	115,776	0,18%
B1-smistamento	ARE4H5E compact	1	97	149,7	169,344	0,00%
B2-smistamento	ARE4H5E compact	1	75	149,7	169,344	0,00%
Smistamento-trafo MT/AT	ARE4H5EX	2	7	324,6	368,064	0,00%

I cavidotti interni al campo agro-fotovoltaico saranno interrati e posizionati sotto le strade di accesso realizzate in misto stabilizzato ad una profondità di almeno 1,1 metri. La modalità di posa dei conduttori sarà della tipologia indicata in Figura 5-1.

In particolare, il cavo sarà posato entro uno scavo in trincea standard di larghezza 0,4 m e verrà protetto superiormente e inferiormente con un letto di sabbia vagliata e compatta.

La profondità di posa del cavo misurata tra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo risulta di circa 1,10 m, in conformità a quanto prescritto nella CEI 11-17 " Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo" e nel codice della strada.

Per sopportare le eventuali sollecitazioni meccaniche causate dal traffico veicolare o da eventuali operazioni di scavo i conduttori saranno contenuti in una protezione meccanica supplementare costituita da un tubo rigido in PVC o da un tubo flessibile in polietilene ad alta densità, aventi caratteristiche corrispondenti alle norme CEI EN 50086 per posa interrata 450 N di diametro interno maggiore o al limite uguale a 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi contenuti.

La eventuale posa di più cavi in MT lungo la stessa tratta avverrà entro tubazioni separate, posizionate sullo stesso piano ad una distanza non inferiore a 0,25 m.

Dovrà essere garantita la possibilità di infilare e sfilare i conduttori dalle tubazioni, installando nei punti in cui queste operazioni risultino critiche scatole di derivazione, metalliche o in PVC a seconda del tipo di tubazione e complete di coperchio fissato con viti filettate.

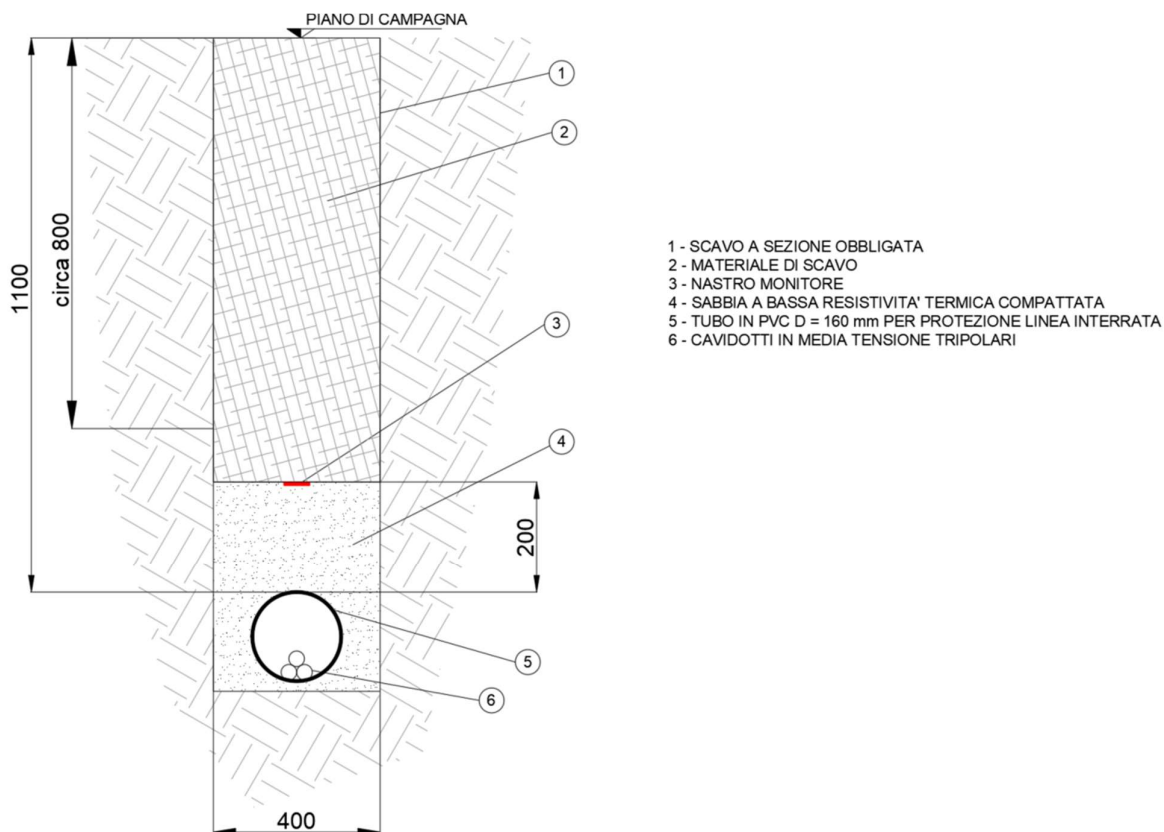


Figura 5-1 – Tipologico posa cavidotti MT all'interno dell'area di impianto

5.2 CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO TRA POWER SKID E CABINA DI SMISTAMENTO

Il cavidotto di collegamento tra l'unità di trasformazione BT/MT interna al sottocampo del generatore fotovoltaico e la cabina di smistamento è realizzato in Media Tensione al valore di 30.000 V.

I cavidotti hanno lunghezza pari a circa 1550 m, 1117 m, 448 m e 441 m rispettivamente per i collegamenti tra i power skid dei sottocampi S1, S2, S3 e S4 e la cabina di smistamento. I tratti del cavidotto verranno realizzati principalmente al di sotto della viabilità interna all'area di impianto.

Si prevede l'utilizzo di una terna di cavi tipo ARE4H5E 18/30 kV compact da 50 mmq unipolari posti a trifoglio, i quali sono percorsi da una corrente pari a 93,2 A (caso del sottocampo S1).

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
(Rmax 3Ω/Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

sezione nominale	portata di corrente in aria	poca interrata a trifoglio	
conductor cross-section	open air installation	p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Figura 5-2 – Caratteristiche cavi ARE4HE 18/30kV compact

5.3 CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO TRA UNITA' BESS E CABINA DI SMISTAMENTO

Di seguito vengono descritti i cavidotti in MT a 30.000 V di collegamento fra le due unità di accumulo BESS e la cabina di smistamento.

I cavidotti hanno rispettivamente lunghezze pari a circa 95 e 75 metri e saranno realizzati prevalentemente al di sotto della viabilità interna all'area di impianto. I tratti di distribuzione in MT in analisi collegano i trasformatori BT/MT interni ai sistemi di accumulo caratterizzati da potenza pari a 7.200 kVA alla cabina di smistamento.

Si prevede l'utilizzo di una terna di cavi tipo ARE4H5E 18/30 kV compact da 95 mmq di sezione posti a trifoglio Figura 5-2, i quali sono percorsi da una corrente pari a 149,7 A.

5.4 CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO TRA CABINA DI SMISTAMENTO E TRASFORMATORE MT/AT

Il cavidotto che collega la cabina di smistamento al trasformatore MT/AT è quello percorso dalla potenza maggiore. Può raggiungere nel caso di funzionamento a potenza massima del campo agro-fotovoltaico e del sistema di accumulo un valore pari a circa 30 MW, al netto di eventuali perdite.

Si ritiene quindi necessario adottare due terne di cavi intrecciate ad elica tipo ARE4H5EX 20.8/36 kV da 240 mmq. Il valore massimo dell'intensità di corrente raggiunta all'interno del cavidotto è pari a circa 324,6 A.

6 SISTEMA DI MISURA DELL'ENERGIA

Si prevede l'installazione di una sezione di misura dell'energia prodotta all'interno della cabina di smistamento. I misuratori dovranno essere adatti alla misura dell'energia prodotta su base oraria e all'acquisizione delle misure per via telematica.

7 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

7.1 GENERALITA'

Il dispersore di terra sarà unico e costituito da una corda in rame nudo di 35 mm² e 50mm² interrata a circa 0,5 m di profondità, disposta lungo il perimetro esterno delle cabine di trasformazione e del campo agro-fotovoltaico. Il dispersore sarà dotato di picchetti infissi nel terreno posizionati entro pozzetti ispezionabili. Per garantire la protezione contro i contatti diretti tutte le masse estranee all'impianto, tutte le parti metalliche e i poli di terra delle prese a spina saranno collegate a terra.

I locali tecnici saranno dotati di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, alla quale andranno collegati:

- il conduttore di terra proveniente dal dispense;
- il conduttore di terra proveniente dai ferri di eventuali armature;
- il centro-stella del trasformatore elevatore BT/MT;
- il conduttore di protezione connesso alla carcassa del trasformatore elevatore BT/MT;
- i conduttori connessi ai chiusini di eventuali cunicoli portacavi;
- il nodo di terra dei quadri elettrici.

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

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali dovranno essere facilmente identificati da guaina di colore giallo/verde.

L'impianto di terra dovrà essere realizzato e verificato in conformità alla normativa CEI 64-8, emettendo una apposita relazione di calcolo.

7.2 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Ai sensi delle norme CEI 64-8 il conduttore di protezione può essere dimensionato:

- in relazione alla sezione di fase;
- mediante calcolo.

Seguendo il primo criterio la sezione del conduttore di protezione viene determinata sulla base delle relazioni riportate in Tabella 7-1, in dipendenza dalla sezione del conduttore di fase.

Sezione conduttore di fase (F)	Sezione conduttore di protezione (PE)
$S_F < 16 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = S_F$
$16 \text{ mm}^2 < S_F < 35 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$
$S_F > 35 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = \frac{S_F}{2}$

Tabella 7-1 – Criterio per determinare la sezione del conduttore di protezione (PE) in relazione alla sezione del conduttore di fase (F)

Tratto di cavidotto	Sezione conduttore di fase (F)	Sezione conduttore di protezione (PE)
S1-smistamento	50 mm ²	25 mm ²
S2-smistamento	50 mm ²	25 mm ²
S3-smistamento	50 mm ²	25 mm ²
S4-smistamento	50 mm ²	25 mm ²
B1-smistamento	95 mm ²	50 mm ²
B2-smistamento	95 mm ²	50 mm ²
Smistamento-trafo MT/AT	240 mm ²	120 mm ²

Il secondo criterio si basa sulla determinazione della massima energia specifica ammessa da un conduttore, ovvero sul calcolo dell'integrale di Joule. Affinché la sezione del conduttore sia ritenuta congrua deve essere soddisfatta la relazione:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

I valori della costante K vengono forniti dalla norma CEI 64-8 al fine di determinare la sezione sia di conduttori di fase e neutro sia di conduttori di protezione. Tali valori sono dipendenti dal materiale conduttore e dal materiale isolante.

8 PROTEZIONE DA CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

La protezione da contatti diretti sarà realizzata ai sensi della Norma CEI 64-8 cap.412, ovvero mediante separazione fisica ed installazione di interruttori differenziali con soglia di intervento 0.03 A ai capi di ciascuna linea destinata all'alimentazione di prese F.M.

Con separazione fisica si intende l'isolamento delle parti attive, che sarà rimovibile solo per distruzione e resistente alle sollecitazioni meccaniche, elettriche, termiche e chimiche a cui potrebbe essere esposto in condizioni di normale utilizzo. I cavi impiegati inoltre saranno a doppio isolamento, od in alternativa a semplice isolamento ma posati entro canalizzazioni in materiale isolante e tutte le connessioni dovranno essere realizzate entro apposite cassette con coperchio amovibile mediante attrezzo.

La protezione dai contatti indiretti è atta ad interrompere automaticamente l'alimentazione elettrica nel caso in cui parti conduttrici, che in condizioni di regolare funzionamento non sarebbero in tensione, risultino in contatto con parti attive e quindi in tensione; ad esempio, a causa del cedimento dell'isolamento principale. A tal fine la parte di impianto configurata come sistema TN, sarà protetta da interruttori automatici di tipo magneto-termico, per i quali sarà soddisfatta la relazione:

$$Z_S \cdot I_a \leq U_0$$

Dove:

- Z_S è l'impedenza dell'anello di guasto;
- U_0 è la tensione nominale del circuito;
- I_a è la corrente di intervento dell'interruttore nel tempo stabilito ai sensi della norma CEI 64-8, che per circuiti a $U_0 > 400$ V richiede un tempo di intervento massimo di 0.1s.

In particolare, la parte di impianto compresa tra i trasformatori elevatori MT/BT e inverter di campo lato AC sarà protetta dagli interruttori magneto-termici contenuti nei quadri BT di parallelo. Mentre per le utenze ausiliarie si prevede l'installazione di interruttori magneto-termici e differenziali, per i quali la condizione sopra indicata è sempre valida.

9 PROTEZIONE DA SCARICHE ATMOSFERICHE

La protezione da scariche atmosferiche è atta alla protezione da fulminazioni di tipo diretto e da fulminazioni di tipo indiretto. Con fulminazione di tipo diretto si intende l'eventualità che un fulmine scarichi direttamente su un elemento dell'impianto, mentre con fulminazione indiretta si intende l'eventualità che un fulmine cada nelle vicinanze dell'impianto generando un campo magnetico variabile che si concatena alle spire formate dai circuiti elettrici di collegamento "in serie" dei moduli fotovoltaici.

La protezione da fulmini del parco agro-fotovoltaico sarà conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure:

- installazione di un cartello ammonitore all'ingresso del campo agro-fotovoltaico;
- adozione di particolari accorgimenti costruttivi nella realizzazione dei collegamenti in campo, mirati a minimizzare il flusso concatenato dell'eventuale campo magnetico indotto da un fulmine;
- installazione di dispositivi di protezione dalle sovratensioni, SPD di tipo 1+2 nei quadri di parallelo inverter lato AC;
- installazione di dispositivi di protezione dalle sovratensioni, SPD di tipo 2 ai terminali CC degli inverter, coordinati con gli SPD dei quadri di parallelo;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sulle linee di comunicazione, telefonia e/o trasmissione dati, entranti nel parco agro-fotovoltaico dall'esterno.

Tutti i dispositivi di protezione dalle sovracorrenti SPD dovranno essere dotati di contatto di stato del dispositivo stesso, connesso al sistema di supervisione centrale. L'eventuale raggruppamento di più contatti di stato dovrà essere tale da limitare a tempi ragionevoli l'individuazione dello scaricatore intervenuto. I fusibili a protezione degli scaricatori di sovratensione saranno installati in appositi portafusibili dotati di segnalazione visiva dello stato del fusibile.

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1 – Inquadramento su ortofoto dell’area di impianto.....	5
Figura 3-1 – Esempio inseguitore monoassiale	17
Figura 3-2 – Power skid SINACON PV.....	18
Figura 3-3 – Dati meccanici unità skid	19
Figura 3-4 – Schema concettuale inverter centralizzato	21
Figura 3-5 – Principali caratteristiche quadro 36 kV.....	33
Figura 4-1 – Caratteristiche cavi BT di collegamento fra le stringhe	39
Figura 5-1 – Tipologico posa cavidotti MT all’interno dell’area di impianto	45
Figura 5-2 – Caratteristiche cavi ARE4HE 18/30kV compact	46

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1-1 – Caratteristiche impianto agro-fotovoltaico.....	4
Tabella 3-1 – Caratteristiche principali impianto agro-fotovoltaico.....	12
Tabella 3-2 – Caratteristiche elettriche del modulo in condizioni Standard e Nominali	14
Tabella 3-3 – Caratteristiche meccaniche modulo	15
Tabella 3-4 – Dati tecnici unità inverter centralizzato	19
Tabella 3-5 – Dati tecnici trasformatore BT/MT	20
Tabella 3-6 – Dati tecnici quadro in MT.....	20
Tabella 3-7 – Caratteristiche sottocampi.....	22
Tabella 3-8 – Verifiche di compatibilità generatore FTV – inverter centralizzato	22
Tabella 3-9 – Dati tecnici cella elettrochimica	25
Tabella 3-10 – Dati tecnici rack batterie	26
Tabella 3-11 – Caratteristiche quadri MT	30
Tabella 3-12 – Principali caratteristiche trafo MT/AT.....	33
Tabella 4-1 – Dimensionamento cavi BT in CC di connessione tra combiner box e power skid.....	41
Tabella 7-1 – Criterio per determinare la sezione del conduttore di protezione (PE) in relazione alla sezione del conduttore di fase (F)	49