



Regione Sicilia

Provincia di Caltanissetta

Comune di Villalba

**Impianto agrofotovoltaico
"VILLALBA II"
di potenza installata pari a 33.711,51 kWp
da realizzarsi nel
Comune di Villalba (CL)**

PROGETTO DEFINITIVO

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	30/11/2022	Prima Stesura	Ing. A. Furlotti	Dott. G. Filiberto	Dott. F. Milio

PROGETTISTA

GREEN FUTURE Srl

Sede Legale: Via U. Maddalena, 92

Sede operativa: Corso Calatafimi, 421

90100 - Palermo, Italia

info@greenfuture.it

Dott. Giuseppe Filiberto

Ing. Alessio Furlotti

Arch. Pianif. Giovanna Filiberto

Ing. Ilaria Vinci

Ing. Fabiana Marchese

Ing. Daniela Chifari

Dott. Geol. Ulisse Furlotti

Green Future s.r.l. unipersonale
L'Amministratore
Giuseppe Filiberto



CLIENTE

BEE VILLALBA S.r.l.

Anello Nord, 25 – Brunico (BZ)

beevillalbasrl@pec.it

TITOLO ELABORATO

RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

CODICE ELABORATO

VILLALBA_II_EL19_REV00

SCALA

-

DATA

Novembre 2022

TIPOLOGIA-ANNO

FV22

COD. PROGETTO

VILLALBA_II

N. ELABORATO

EL19

REVISIONE

00



Sommario

1. PREMESSA.....	6
1.1 Il Proponente	8
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	10
2.1. Leggi e decreti.....	10
2.2. Deliberazioni AEEG	12
2.3. Norme.....	13
2.3.1. Criteri di progetto e documentazione.....	13
2.3.2. Sicurezza elettrica	13
2.3.3. Fotovoltaico.....	13
2.3.4. Quadri elettrici.....	14
2.3.5. Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti.....	14
2.3.6. Cavi, cavidotti ed accessori	15
2.3.7. Conversione della potenza	16
2.3.8. Scariche atmosferiche e sovratensioni.....	17
2.3.9. Dispositivi di potenza	17
2.3.10. Compatibilità elettromagnetica	17
2.3.11. Energia solare.....	18
2.3.12. Altri documenti	18
2.4. Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici	18
3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO.....	19
3.1. Descrizione dell'impianto	19
3.2. Caratteristiche tecniche dei componenti	23
3.2.1. Moduli Fotovoltaici	23
3.2.2. Inverter	24
3.2.3. Trasformatore BT/MT	27
3.2.4. Componenti media tensione: QMT	27
3.3. Caratteristiche dei sistemi di protezione del generatore fotovoltaico	29



3.3.1. Protezioni contro i guasti esterni	29
3.3.2. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni.....	30
3.4. Sistemi di regolazione e controllo	31
3.4.1. Controllo della produzione	31
3.4.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete.....	31
3.4.3. Regolazione della potenza reattiva	32
3.4.4. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza	32
3.4.5. Sistemi di tele distacco e riduzione rapida della produzione	32
3.5. Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA	33
4. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO.....	34
4.1. Coordinamento tra le tensioni dell’inverter e del generatore	34
5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA.....	36
5.1. Dimensionamento cavi di stringa	36
5.2. Caduta di tensione cavi lato cc	38
6. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA	42
6.1. Dimensionamento cavi uscita dalle Stazioni Inverter in MT (30 kV).....	42
6.2. Dimensionamento cavi lato AT a 36 kV in uscita dalla cabina di elevazione MT/AT	43
6.3. Scelta dei dispositivi di generatore (DDG).....	44
6.4. Messa a terra del trasformatore	45
6.5. Scelta del dispositivo generale (DG) lato MT associato alla protezione generale (PG).....	45
6.6. Scelta dispositivo di Interfaccia in MT (DI & SPI)	46
7. POSA DEI CAVI	47
8. QUADRI IN CORRENTE CONTINUA.....	47
8.1. Quadri di parallelo stringhe	47
9. QUADRI IN BASSA TENSIONE	48
9.1. Quadro protezione inverter	48
9.2. Barre parallelo BT e quadro	48
10. QUADRO MT.....	48



11. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE	49
12. MISURA DELL'ENERGIA	49
12.1. Competenze relative ai misuratori	50
13. COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE	50
13.1. Misure e prove	52
13.2. Misure di tensione e di corrente	53
13.3. Misure di potenza (prestazioni)	54
13.4. Prova dell'inverter	54
Prova di avviamento	54
Prova di mancanza rete	54
14. CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO	54
15. CAMPI ELETTROMAGNETICI	57

Indice delle figure

Figura 1 - Inquadramento area di progetto su ortofoto	8
Figura 2: schema tipico della centrale Fotovoltaica	20
Figura 3: schema tipico delle protezioni della centrale fotovoltaica	33
Figura 4 Esempio di guasto a terra	37
Figura 5 – Disegno stallo a 36 KV di condivisione per produttori	56

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Dati generali di progetto	7
Tabella 2 Caratteristiche tecniche impianto	23
Tabella 3 Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici	24
Tabella 4 Caratteristiche tecniche dell'inverter 1600 kW	25
Tabella 5 Caratteristiche tecniche delle power station	26
Tabella 6 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT	27
Tabella 7 Caratteristiche elettriche e meccaniche del quadro di Media Tensione	28



Tabella 8 Configurazione inverter campo FV	35
Tabella 9 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT	42
Tabella 10 Caratteristiche quadro MT	49
Tabella 11 Collaudo e verifica periodica dei vari elementi d'impianto.....	52



1. PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, la BEE VILLALBA S.r.l. con sede legale in Strada Anello Nord n. 25, 39031 nel Comune di Brunico (BZ), codice fiscale e Partita IVA 10913070966, del Gruppo Blue Elephant Energy AG, propone di avviare un progetto per la realizzazione di un nuovo **impianto agrofotovoltaico** denominato “VILLALBA II” nel Comune di Villalba (PA) in località c.da Belici snc.

L'area su cui insisterà l'impianto è di circa 62,39 ha. Si parla di *impianto agrofotovoltaico* in quanto il progetto associa alla produzione di energia elettrica, la coltivazione agricola tra le file dei moduli. Nello specifico, per l'impianto in esame si è scelto di coltivare *specie ortive quale il pomodoro siccagno* e *specie officinali quale la aloe*.

L'impianto, con **potenza nominale** pari a **33.711,51 kWp**, sarà allacciato (come previsto dal Preventivo di connessione alla rete AT di TERNA, Codice rintracciabilità: 202101499) alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante elettrodotto AT interrato che a partire dall'area dell'impianto fotovoltaico raggiungerà la stazione elettrica (SE) di TERNA di nuova realizzazione (coordinate geografiche: Lat. 37°35'43.01"N, Long. 13°54'7.26"E) che sorgerà in prossimità dell'impianto.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede la connessione della centrale fotovoltaica tramite connessione in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

L'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale fotovoltaica alla nuova stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

L'impianto sarà costituito da quattro sottoimpianti dei quali a seguire si riportano le caratteristiche principali:

- **Sottoimpianto 1:**
 - Coordinate: 37°38'4.06" N – 13°53'51.70" E
 - Potenza: 2.412,62 kW
 - Area di layout: 3,74 ha
- **Sottoimpianto 2:**
 - Coordinate: 37°37'50.65" N – 13°54'1.89" E
 - Potenza: 14.320,11 kW
 - Area di layout: 16,882 ha
- **Sottoimpianto 3:**
 - Coordinate: 37°37'47.75" N – 13°53'52.66" E



- Potenza: 5.019,42 kW
- Area di layout: 7,808 ha
-

➤ **Sottoimpianto 4:**

- Coordinate: 37°37'32.05" N – 13°53'37.98" E
- Potenza: 11.959,36 kW
- Area di layout: 13,629 ha

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, nonché, la compatibilità ambientale del progetto rivolto all'utilizzo delle risorse del sole quale energia pulita, che riduce le emissioni di sostanze nocive responsabili del degrado ambientale, in rapporto ai vincoli ambientali, paesaggistici, storici, archeologici insistenti sul sito o in sua prossimità.

La Società proponente intende realizzare l'impianto fotovoltaico in oggetto, ponendosi come obiettivo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile coerentemente agli indirizzi stabiliti in ambito nazionale e internazionale, volti alla riduzione delle emissioni dei gas serra ed alla promozione di un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario.

Per la redazione del presente lavoro si sono presi in considerazione i diversi fattori inerenti all'attività prevista, mettendoli a confronto con gli elementi ambientali primari, seguendo le indicazioni della normativa vigente.

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

DATI GENERALI DI PROGETTO	
Luogo di installazione	Comune di Villalba (CL)
Denominazione impianto	VILLALBA II
Potenza nominale (kW)	33.711,51
Informazioni generali del sito	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso
Connessione alla RTN	Cavidotto interrato in AT a 36 KV
Coordinate impianto agrofotovoltaico (punto baricentrico rispetto ai 4 sottoimpianti)	37°37'48.42" N, 13°53'55.30" E
Coordinate SSE Utente (stallo a 36 KV)	37°35'26.67" N, 14° 2'44.60" E
Coordinate SE Terna	37°35'26.67" N, 14° 2'44.60" E

Tabella 1 - Dati generali di progetto



Figura 1 - Inquadramento area di progetto su ortofoto

1.1 Il Proponente

La società proponente il progetto è la **BEE VILLALBA S.r.l.** con sede in Strada Anello Nord n. 25, 39031 nel Comune di Brunico (BZ), codice fiscale e Partita IVA 03123130217, del **Gruppo Blue Elephant Energy AG**.

Il colosso tedesco **Blue Elephant Energy AG** acquisisce e gestisce parchi solari ed eolici (onshore) in otto paesi, con particolare attenzione all'Europa occidentale e centrale. Da quando BEE è stata fondata nel 2016, è stato creato un portafoglio di 1.278 MWp. Con una capacità di oltre 600 MWp. Più del 70% della capacità di generazione è costituita da parchi solari. I parchi solari ed eolici danno un contributo sostanziale all'approvvigionamento energetico sostenibile e alla protezione del clima. Entro la fine del 2020, il BEE aveva risparmiato 956.419 t di CO₂ e fornito energia pulita a 711.028 famiglie.

Con gli stessi obiettivi la BEE VILLALBA ha deciso di realizzare l'impianto di cui trattasi. Tra le attività della società infatti si ha anche lo sviluppo, progettazione, realizzazione e gestione di impianti per la produzione



di energie rinnovabile nonché la realizzazione e gestione di linee di trasporto di energia elettrica e di sottostazioni elettriche.

Il gruppo di lavoro è costituito dai seguenti professionisti:

- Agr. Dott. Nat. Giuseppe Filiberto – Agro-Ecologo, iscritto nel Registro Nazionale ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) dei Consulenti e Revisori Ambientali EMAS al n. PA0005 e al Collegio degli Agrotecnici e Agrotecnici Laureati della Provincia di Palermo al n.507, nella qualità di Amministratore della Green Future S.r.l. e di coordinatore del gruppo di lavoro;
- Ing. Alessio Furlotti – Ingegnere Ambientale iscritto all’Ordine degli Ingegneri della Provincia di Palermo Sez. A settore Civile Ambientale, industriale e dell’informazione al n° 7107, nella qualità di Direttore Tecnico della Green Future Srl e di progettista;
- Arch. Giovanna Filiberto – Pianificatore territoriale e ambientale;
- Ing. Ilaria Vinci – Ingegnere Ambientale, iscritta all’Ordine degli Ingegneri della Provincia di Palermo Sez. A settore Civile Ambientale al n° 9495.
- Ing. Daniela Chifari – Dott. In Ingegneria Edile e Architettura
- Ing. Fabiana Marchese – Ingegnere Chimico Ambientale, e Dottoressa in Gestione e Analisi Ambientale.



2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i.

Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei suoi componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

I riferimenti normativi riportati di seguito possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

2.1. Leggi e decreti

- D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547 “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”.
- Legge 1° marzo 1968, n. 186 “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici”.
- Legge 5 novembre 1971, N. 1086 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”.
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche”.
- Legge 18 ottobre 1977, n. 791 “Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (n° 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione”.
- Legge 5 marzo 1990, n.46 “Norme tecniche per la sicurezza degli impianti”. Abrogata dall'entrata in vigore del D.M n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16.
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 “Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza”.
- D.L. 19 settembre 1994, n. 626 e ss.mm.ii “Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro”.
- D.M. 16 gennaio 1996 “Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi”.
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 “Istruzioni per l'applicazione del D.L. 16 gennaio 1996”.



- D.L. del Governo n° 242 del 19/03/1996 “Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro”.
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993”.
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 “Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione”.
- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”.
- D.M. 11 novembre 1999 “Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79”.
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
- D.L. 29 dicembre 2003, n.387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”.
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 “Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d'energia”.
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».
- D.M. 14/09/05 “Testo unico norme tecniche per le costruzioni”.
- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni.
- D.M. 28 luglio 2005 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- D.M. 6 febbraio 2006 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387”.
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17 “Norme per la sicurezza degli impianti”.
- D.lgs. 22 gennaio 2008, n. 37 “Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici”.



- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”.

2.2. Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 - Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.
- Delibera 281/05 - Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore a 1KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06 - Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.
- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 - Intimazione alle imprese distributrici a adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 - Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 88/07 - Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera n. 90/07 - Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 280/07 - Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08 - Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 119/08 - Disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.



2.3. Norme

2.3.1. Criteri di progetto e documentazione

- CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”;
- CEI EN 60445: “Principi base e di sicurezza per l’interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”.

2.3.2. Sicurezza elettrica

- CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”.
- CEI 64-12: “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 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”.
- 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: “Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature”.

2.3.3. Fotovoltaico

- CEI EN 60891 (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 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione”.
- CEI EN 60904-2 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento”.
- CEI EN 60904-3 (82-3) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”.



- CEI EN 61173 (82-4) “Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida”.
- CEI EN 61215 (82-8) “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo”.
- CEI EN 61277 (82-17) “Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida”.
- CEI EN 61345 (82-14) “Prova all’UV dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61701 (82-18) “Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61724 (82-15) “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”.
- CEI EN 61727 (82-9) “Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell’interfaccia di raccordo alla rete”.
- CEI EN 61730-1 (82-27) “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione”.
- CEI EN 61730-2 “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove”.
- CEI EN 61829 (82-16) “Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V”.
- CEI EN 62093 (82-24) “Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”.

2.3.4. Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”.
- CEI EN 60439-3 (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”.

2.3.5. Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti

- CEI 0-16 ed. II “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 11-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”.



- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.
- CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria”.
- CEI 11-20, V1 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante”.
- CEI EN 50110-1 (11-40) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2003-03)”.

2.3.6. Cavi, cavidotti ed accessori

- CEI 20-19/1 “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-19/4 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”.
- CEI 20-19/10 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”.
- CEI 20-19/11 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”.
- CEI 20-19/12 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”.
- CEI 20-19/13 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”.
- CEI 20-19/14 “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”.
- CEI 20-19/16 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”.
- CEI 20-20/1 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-20/3 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/4 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/5 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili”.



- CEI 20-20/9 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”.
- CEI 20-20/12 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”.
- CEI 20-20/14 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”.
- CEI-UNEL 35024-1 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”.
- 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. FASC. 5777”.
- CEI 20-40 “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”.
- CEI 20-67 “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”.
- CEI EN 50086-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI EN 50086-2-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”.
- CEI EN 50086-2-2 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”.
- CEI EN 50086-2-3 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”.
- CEI EN 50086-2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”.
- CEI EN 60423 (23-26) “Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori”.

2.3.7. Conversione della potenza

- CEI 22-2 “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”.
- CEI EN 60146-1-1 (22-7) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali”.
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”.
- CEI UNI EN 455510-2-4 “Guida per l’approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza”.



2.3.8. Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI 81-3 “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”.
- CEI 81-4 “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 81-8 “Guida d’applicazione all’utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione”.
- CEI 81-10 “Protezione contro i fulmini”.
- CEI EN 50164-1 (81-5) “Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione”.
- CEI EN 61643-11 (37-8) “Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove”.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Principi generali”.
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio”.
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”.
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture”.

2.3.9. Dispositivi di potenza

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) “Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata”.
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”.

2.3.10. Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 “Guida alle norme generiche EMC”.
- CEI EN 50081-1 (110-7) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 50082-1 (110-8) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 50263 (95-9) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione”.
- CEI EN 60555-1 (77-2) “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni”.



- CEI EN 61000-2-2 (110-10) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione”.
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)”.
- CEI EN 61000-3-3 (110-28) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”.

2.3.11. Energia solare

- UNI 8477 “Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta”.
- UNI EN ISO 9488 “Energia solare – Vocabolario”.
- UNI 10349 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici”.

2.3.12. Altri documenti

- UNI/ISO e CNR UNI 10011 “Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)”.

2.4. Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici

- Decreto del 29.05.08 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”.
- DM del 29.5.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”, G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”, G.U. 7 marzo 2001, n.55.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 “Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti”, G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 “Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”, G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).



- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne” (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, “Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”.
- CEI 106-12 2006-05 “Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT”.
- CEI 106-11 2006-02 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo”
- CEI 11-17 1997-07 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 211-6 2001-01 “Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell’intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all’esposizione umana”.
- CEI 211-4 1996-12 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”.
- CEI 11-60 2000-07 “Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne”.

3. CARATTERISTICHE DELL’IMPIANTO

3.1. Descrizione dell’impianto

L’impianto fotovoltaico è costituito complessivamente da n.ro 4 sottocampi così suddivisi:

- **Sottocampo 1:**
 - Coordinate: 37°38’4.06” N – 13°53’51.70” E
 - **Potenza: 2.412,62 kW**
 - Area di layout: 3,74 ha
- **Sottocampo 2:**
 - Coordinate: 37°37’50.65” N – 13°54’1.89” E
 - **Potenza: 14.320,11 kW**
 - Area di layout: 16,882 ha
- **Sottocampo 3:**
 - Coordinate: 37°37’47.75” N – 13°53’52.66” E
 - **Potenza: 5.019,42 kW**
 - Area di layout: 7,808 ha
- **Sottocampo 4:**
 - Coordinate: 37°37’32.05” N – 13°53’37.98” E
 - **Potenza: 11.959,36 kW**



- Area di layout: 13,629 ha

per un totale di n° **50.694 moduli**, suddivisi in 4 sottocampi, per una potenza nominale complessiva dell'impianto di **33.711,51 kWp**.

Ogni sotto-impianto sarà suddiviso in sottocampi ognuno dotato da uno o più inverter centralizzati per la conversione della corrente continua in alternata; il parallelo delle stringhe sarà realizzato mediante quadri di campo. L'uscita AC di ogni gruppo di conversione afferra ad un trasformatore per elevare la tensione da 0,6 kV a 30 kV.

L'energia prodotta sarà convogliata mediante cavidotti MT interrati che a partire dall'area dell'impianto fotovoltaico raggiungeranno la sottostazione elettrica utente dove, sarà elevata la tensione da 30kV a 36kV mediante un trasformatore da 40 MVA; il collegamento in antenna a 36 kV allo stallo della nuova stazione elettrica SE "Caltanissetta" di TERNA permetterà il collegamento alla RTN sulla linea "Chiaramonte Gulfi Ciminna".

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete "auto produttore" che della rete AT sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16.

Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete.

Per quanto concerne tutte le opere elettriche in sottostazione queste saranno realizzate nel rispetto delle norme CEI e dell'unificazione E-distribuzione.

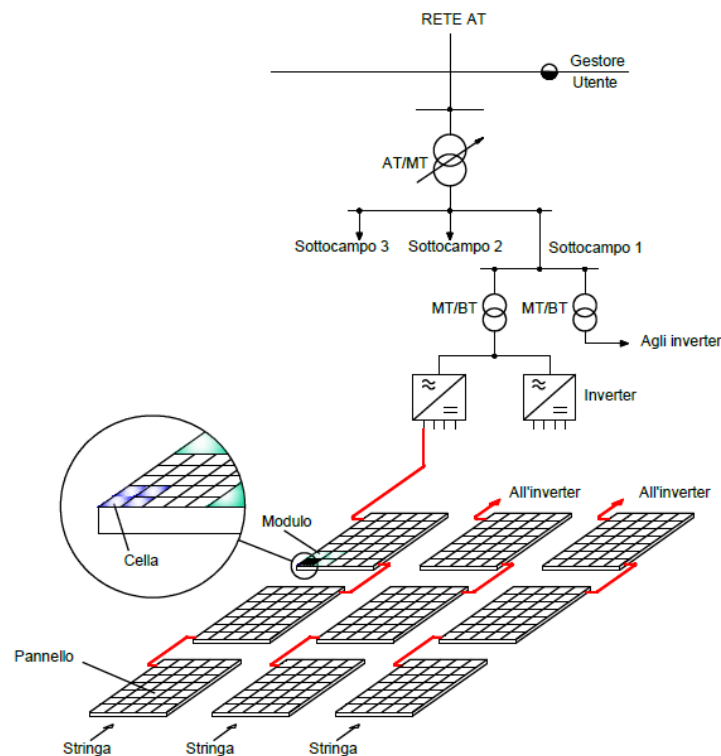


Figura 2: schema tipico della centrale Fotovoltaica



I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto sono in silicio monocristallino di tipo bifacciali, con una potenza di picco di **665 W** delle dimensioni pari a **2384 x 1303 x 35 mm tipo Trina Vertex o similari**, per una superficie totale captante di circa **157.473 mq**. Gli stessi saranno disposti secondo gruppi di file parallele sul terreno, con una distanza tra le file calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante.

Per i sistemi a struttura fissa l'inclinazione ottimale rispetto piano orizzontale dei moduli per la quale si massimizza il valore dell'energia solare radiante sul piano dei moduli, nell'intero anno, è di 30° (Tilt 30°), con Azimut 0°, cioè perfettamente orientati a sud.

Saranno previste strutture di 2 file di moduli, in particolare verranno installate:

- N.ro 73 strutture da 10+10 moduli per un totale di 1.460 moduli;
- N.ro 1.355 strutture da 15+15 moduli per un totale di 40.650 moduli;
- N.ro 103 strutture da 20+20 moduli per un totale di 4.120 moduli;
- N.ro 93 strutture da 24+24 moduli per un totale di 4.464 moduli.

I moduli che costituiscono il generatore fotovoltaico saranno installati su strutture con telai in acciaio zincato adeguatamente dimensionati e ancorati al terreno con un sistema di vitoni, infissi nel terreno. Pertanto non verranno eseguite opere in calcestruzzo per la realizzazione del campo FV.

La tipologia delle apparecchiature, in particolare la taglia dell'inverter e del trasformatore sarà in accordo a quanto indicato negli elaborati di progetto allegati, in conformità al dimensionamento dell'impianto.

Gli inverter utilizzati saranno del tipo centralizzato INGECON SUN 1600 FSK B da 1600 kW o similari combinati con delle stazioni inverter con trasformatore MT/BT incorporato, si prevede l'utilizzo di n.ro 10 stazioni inverter dotate di trasformatori BT/MT dotate di n.ro 2 inverter da 1600 kW ciascuna.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Relazione di calcolo elettrico e alla tavola Schema unifilare.

Nell'impianto saranno presenti:

- N. 3 cabine di smistamento MT/MT: cabine prefabbricate da 6700x2480x2610 mm.
Al loro interno saranno installate:
 - Quadri media tensione
 - Trasformatore ausiliario
 - Quadro Servizi Ausiliari
 - UPS

- N. 10 Stazioni Inverter dotate di trasformatore BT/MT: da 13400x4100x2610 mm;
Al loro interno saranno installate:
 - Quadri media tensione
 - Trasformatore MT/BT



- Quadri BT
 - Trasformatore ausiliario
 - N. 1 – 2 inverter da 1800 kW o 1600 kW.
- N. 1 cabine di elevazione MT/AT: cabine prefabbricate da 6700x2480x2610 mm.
Al loro interno saranno installate:
- Trasformatore MT/AT 30/36 kV da 40 MVA
 - Quadri media tensione
 - Trasformatore ausiliario
 - Quadro Servizi Ausiliari
 - UPS
 - Dispositivi di protezione

Per ulteriori dettagli si rimanda alla tavola Particolari costruttivi Cabine elettriche.

Potenza	33.711,51 kWp
Numero di Inverter centralizzati da 1600 kW	20
Stazioni inverter MT/BT	10
Tipo di generazione	c.a. Trifase a 30 kV
Connessione alla rete	Trifase cavidotto interrato a 30 kV e cabina di trasformazione MT/AT 36/30 kV. Trifase cavidotto interrato a 36 kV connessa allo stallo a 36 kV all'interno della nuova SE TERNA 380/150/36 kV “Caltanissetta 380” di prossima realizzazione
Superficie dell'impianto (Area di Layout)	Circa 42 ha
Orientamento dell'impianto strutture fisse	0° a Sud
Inclinazione moduli strutture fisse	30°
Numero di moduli totali strutture fisse	50.694
Posizionamento	File parallele
Distanza tra le file Strutture fisse	3,50 m



Distanza di pitch Strutture fisse	7,8 m
Sistema di fissaggio	Sistema di fissaggio tramite struttura in acciaio zincato a caldo ancorata sul terreno per mezzo di vitoni in acciaio zincato a caldo
Numero totale di stringhe	1.558 stringhe da 28 moduli in serie, 272 stringhe da 26 moduli in serie

Tabella 2 Caratteristiche tecniche impianto

3.2. Caratteristiche tecniche dei componenti

3.2.1. Moduli Fotovoltaici

I moduli utilizzati sono monocristallini bifacciali tipo **Vertex Trina** o **similari** con potenza nominale di 665 Wp con celle fotovoltaiche in Silicio Monocristallino.

Tutti i moduli sono certificati secondo la norma CEI EN 61215 e IEC 61370, sono marchiati CE, e sono testati e certificati in classe I in base alla UNI 9177.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dei moduli scelti.

Caratteristiche tecniche	
Dimensioni modulo (mm)	2384x1303x35
Superficie modulo (mq)	3,10
Peso (kg)	38,7
Connettori	T4 o MC4-EVO2
Categoria di resistenza al fuoco	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)
Caratteristiche elettriche (Condizioni Standard)	
Potenza di picco	665 Wp
Corrente di corto circuito (Isc)	18,50 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	46,1 V
Tensione al punto di massima potenza (Vmp)	38,3 V



Corrente al punto di massima potenza (Imp)	17,39 A
Tensione massima di sistema	1500 V
Corrente massima di stringa	30A

Tabella 3 Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Schede tecniche.

Il modello di Moduli ed inverter verranno confermati durante le fasi di redazione del progetto esecutivo in relazione alla disponibilità dei fornitori.

3.2.2. Inverter

Dopo aver effettuato il dimensionamento elettrico dell'impianto si è scelto di utilizzare **n. 20 inverter centralizzati INGECON SUN 1600 FSK B da 1600 kW o similare e n. 10 inverter centralizzati INGECON SUN 1600 FSK B da 1600 kW o similare**, combinati con delle stazioni inverter con trasformatore MT/BT incorporato, si prevede l'utilizzo di n.ro **10** stazioni inverter dotate di trasformatori BT/MT.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dell'inverter.



INGECON SUN Power Dual B Series 1,500 Vdc

	2340 kVA DUAL INGECON® SUN 1170TL B450	2800 kVA DUAL INGECON® SUN 1400TL B540	3000 kVA DUAL INGECON® SUN 1500TL B578	3120 kVA DUAL INGECON® SUN 1560TL B600	3200 kVA DUAL INGECON® SUN 1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ¹⁾	2,314 - 3,040 kWp	2,778 - 3,648 kWp	2,974 - 3,904 kWp	3,086 - 4,052 kWp	3,164 - 4,154 kWp
Voltage Range MPP ²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A per power block				
N° Inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
Input protections					
Oversoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	2,338 kVA / 2,104 kVA	2,806 kVA / 2,525 kVA	3,004 kVA / 2,703 kVA	3,118 kVA / 2,806 kVA	3,196 kVA / 2,876 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	2,338 kVA / 2,070 kVA	2,806 kVA / 2,484 kVA	3,004 kVA / 2,660 kVA	3,118 kVA / 2,760 kVA	3,196 kVA / 2,830 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage ⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁶⁾	<3%				
Output protections					
Oversoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
Features					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	9,400 W (50 A)				
Stand-by or night consumption ⁷⁾	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
General Information					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1170TL B450	Two units of the INGECON® SUN 1400 B450	Two units of the INGECON® SUN 1500TL B578	Two units of the INGECON® SUN 1560TL B600	Two units of the INGECON® SUN 1600TL B615
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	External corrosion protection				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingecon's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<56 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62136, EN 50630, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), C99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16349, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Notes: ¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{dc}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ³⁾ Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures ⁴⁾ With the sand trap kit ⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁶⁾ For P₅₀>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Tabella 4 Caratteristiche tecniche dell'inverter 1600 kW



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

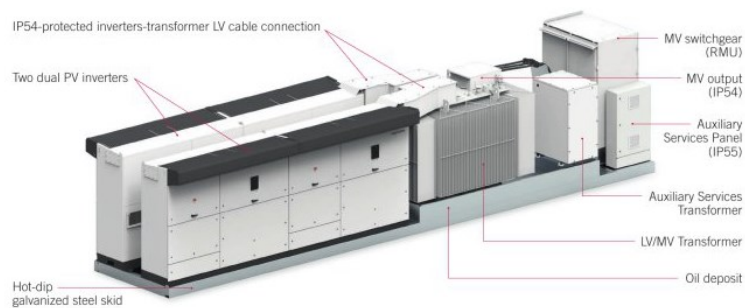
VILLALBA_II_EL19

Rev. 00

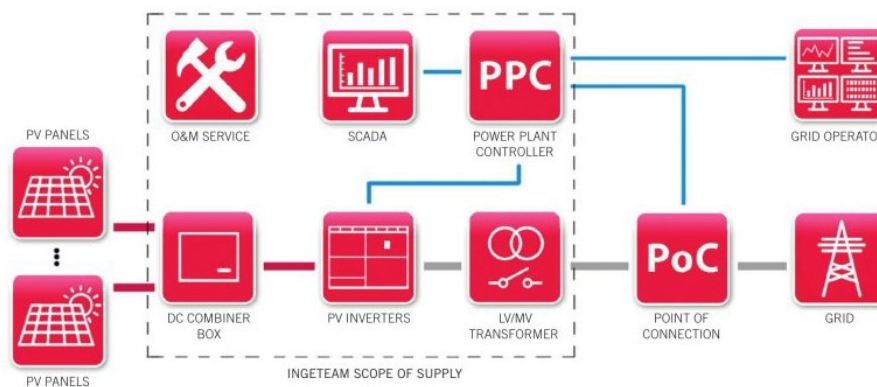
STANDARD EQUIPMENT

- Up to four inverters with an output power of 7.2 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 36 kV.
- 1L1A MV switchgear (2L1A optional).
- Oil-retention tank.
- Frame for installation of LV equipment.
- Minimum installation at project site.

COMPONENTS



PV PLANT CONFIGURATION



	1800 FSK B Series	3600 FSK B Series	5400 FSK B Series	7200 FSK B Series
General data				
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Operating temperature range	from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%			
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 1,000 masl)			
LV / MV Transformer				
Medium voltage	From 20 kV up to 35 kV, 50-60 Hz			
Cooling system	ONAN			
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99.40%			
Protection degree	IP54			
MV Switchgear				
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40.5 kV			
Rated current	630 A			
Cooling system	Natural air ventilation			
Protection degree	IP54			
Equipment				
LV-AUX Switchgear	Standard version (optional monitoring system)			
LV / MV Transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear	1L1A cells (2L1A optional)			
Mechanical information				
Structure type	Hot dip galvanized steel skid			
Dimensions Full Skid (W x D x H)	8,570 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm
Full Skid	13 T	16 T	19 T	25 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			
Notes: ⁽¹⁾ Maximum power calculated with the inverter model INGECON® SUN 1800TL B690. For other inverter models, please contact Ingeteam's Solar sales department. ⁽²⁾ For European installations, ECO design according to the EU 548/2014 and EU 2019/1783 standards.				

Tabella 5 Caratteristiche tecniche delle power station



Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato *Schede tecniche*.

Il modello di Moduli ed inverter verranno confermati durante le fasi di redazione del progetto esecutivo in relazione alla disponibilità dei fornitori.

3.2.3. Trasformatore BT/MT

Il progetto prevede l'installazione di N 10 Power station con n.ro 1 a 2 inverter DC/AC con trasformatori MT/BT aventi le seguenti dati caratteristiche tecniche:

Tipologia	sigillato in olio
Potenza nominale	1600-3200-4800 kVA
Frequenza nominale	Hz 50
Campo di regolazione tensione lato 30kV %	30 +/- 2x2,5 %
Tensione di corto circuito	6 Vcc%
Simbolo di collegamento	Dyn11

Tabella 6 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT

3.2.4. Componenti media tensione: QMT

3.2.4.1. Cabina di smistamento MT

All'interno delle cabine di smistamento saranno installati i quadri MT contenenti le apparecchiature elettromeccaniche necessarie per il funzionamento del sistema, il trasformatore connesso al quadro in BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari per il funzionamento della cabina, dotato di gruppo UPS, per garantire l'alimentazione in emergenza delle protezioni in conformità alla CEI 0-16.

Sui suddetti quadri saranno installati il sistema di protezione generale "SPG" e il sistema di protezione interfaccia "SPI" al quale è demandato il funzionamento del dispositivo generale "DG" e "DDI". I quadri e le apparecchiature di fornitura devono essere progettati, prodotti e testati in conformità con le norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) e IEC rispettivamente in vigore.

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-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.

I quadri utente saranno equipaggiati con interruttori. Sezionatori, ed IMS isolati in gas SF6.

Le proprietà elettriche dei suddetti quadri sono:

- tensione nominale 30 kV;
- corrente nominale delle sbarre principali 400A - 630A
- corrente nominale ammissibile di breve durata 12,5 kA – 16 kA (1s)
- corrente termica nominale interruttori 400A - 630A
- corrente termica nominale sezionatori ed IMS 400A - 630A

Tali scomparti saranno equipaggiati in conformità alla CEI 0-16 e realizzati secondo la composizione modulare indicata nello schema elettrico unifilare.

I quadri di Media Tensione presenti nell'impianto verranno assemblato con scomparti unificati. Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche e meccaniche dei quadri:

Tensione nominale	36 kV
Tensione d'esercizio	30 kV
Corrente nominale sbarre principale	400 A / 630 A
CC di breve durata /cresta	16/40 kA
Trattamento sbarre	Standard fornitore
Ricopertura sbarre	Nude
Tensione aux comandi e segnalazione	220V c.a.
Sezione circuiti comando volt.	1,5mmq
Sezione circuiti amperometrici	2,5 mmq

Tabella 7 Caratteristiche elettriche e meccaniche del quadro di Media Tensione



3.3. Caratteristiche dei sistemi di protezione del generatore fotovoltaico

L'impianto sarà equipaggiato con un sistema di protezione dedicati alla protezione dell'impianto e della rete elettrica sia per guasti interni che per guasti esterni.

La centrale sarà in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature sono progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete.

In particolare, la Centrale, in ogni condizione di carico, sarà in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione e frequenza nel punto di consegna, compresi negli intervalli prescritti dalla **CEI 0-16** e dalle regole tecniche prescritte dal **Codice di Rete di TERNA Allegato A68**.

La Centrale Fotovoltaica contribuirà all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

L'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete sarà garantita dalla rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale sarà dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento sarà coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto definito nel Codice di Rete e prevederà l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni saranno definite dal Gestore e saranno impostate sugli apparati dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, saranno concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della Centrale.

3.3.1. Protezioni contro i guasti esterni

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete che verranno installati nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter.

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)



L'intervento delle protezioni citate comanderà l'apertura dell'interruttore generale.

La centrale fotovoltaica sarà predisposta per ricevere comandi di apertura degli interruttori AT dall'esterno come prescritto dal codice di rete e dalla CEI 0-16. Le tarature saranno stabilite dal Gestore in accordo ai criteri stabiliti dal codice di rete e dalla CEI 0-16.

3.3.2. Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

Le protezioni contro i guasti interni devono isolare tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

La protezione sarà implementata sul trasformatore AT/MT e sui trasformatori MT/BT.

Le protezioni previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto saranno le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51)
- Differenziale di trasformatore (87T)
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51)

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore saranno allocate in apparati distinti.

Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni saranno l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore con blocco in apertura di tali interruttori.

Per la protezione di massima corrente di fase MT comanderà l'apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni suddette saranno concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungeranno quelle normalmente previste a bordo del trasformatore ad esempio Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

Sulla sezione MT saranno adottate idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

A seguire lo schema tipico delle protezioni contro i guasti della centrale fotovoltaica.



3.4. Sistemi di regolazione e controllo

Le principali funzionalità di controllo implementate nella centrale fotovoltaica saranno le seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco della produzione

3.4.1. Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza, saranno tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Per garantire la sicurezza della rete la centrale sarà in grado di limitare la produzione temporaneamente fino al completo annullamento dell'immissione in rete, la riduzione, avverrà senza ritardi ed in tempi brevi secondo le prescrizioni del codice di rete ed entro tempo un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione da parte del gestore di rete.

La limitazione potrà avvenire in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta.

3.4.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete la centrale fotovoltaica si sincronizzerà con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente secondo le modalità dettate dal codice di Rete.

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.



3.4.3. Regolazione della potenza reattiva

La Centrale in parallelo con la rete sarà in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo sarà realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e sarà implementato anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota).

3.4.4. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Tale regolazione è necessaria ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni saranno attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

Considerando la potenza erogabile tale valore non deve ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto.

La regolazione avverrà intorno alla frequenza nominale, in sotto-frequenza ed in sovra-frequenza.

3.4.5. Sistemi di tele distacco e riduzione rapida della produzione

Sarà implementato un sistema di tele distacco che consentirà la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del Gestore.

La centrale sarà dotata di funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, di tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la Centrale Fotovoltaica sarà dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un telesegnale inviato da Terna. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.



3.5. Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA

La centrale sarà dotata di sistema di monitoraggio in grado di scambiare dati con il sistema di controllo di Terna e consentirà, attraverso la visibilità di telemisure, telesegnali, analisi dei guasti, la verifica del corretto funzionamento delle protezioni, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico.

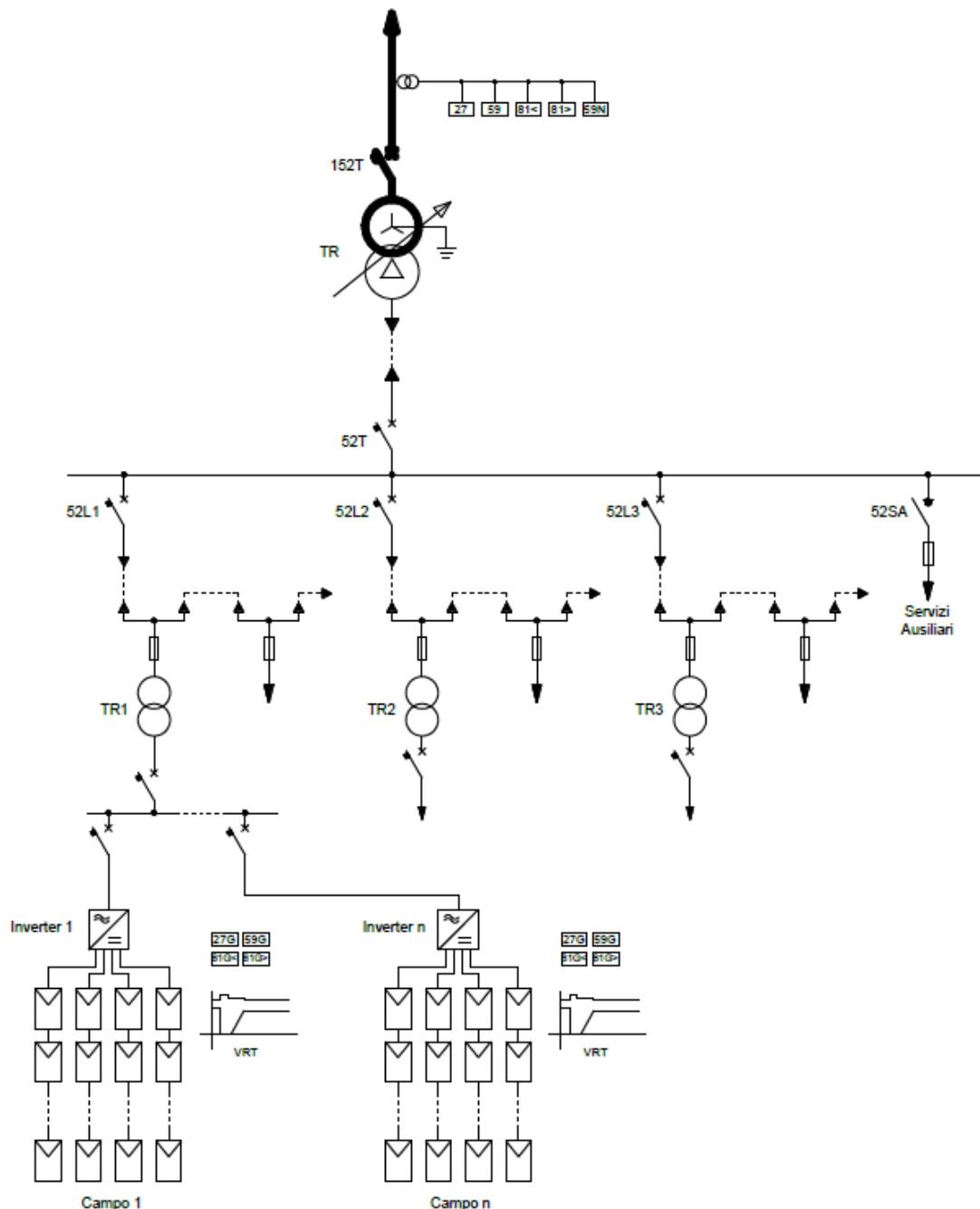


Figura 3: schema tipico delle protezioni della centrale fotovoltaica



4. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

La configurazione dell'impianto è stata scelta al fine di ottimizzare il rendimento dello stesso, previa opportuna verifica dei vincoli elettrici che caratterizzano un impianto fotovoltaico.

4.1. Coordinamento tra le tensioni dell'inverter e del generatore

In base alle caratteristiche dei moduli e dell'inverter scelti dovranno essere verificate alcune condizioni secondo i seguenti criteri:

1. la massima tensione a vuoto U_{OCx} del generatore fotovoltaico, corrispondente alla minima temperatura di funzionamento ipotizzabile in relazione ai dati di temperatura locali (-2°C), non deve superare la massima tensione di ingresso V_{max} tollerata dall'inverter

$$U_{OCx} \leq V_{max}$$

2. la minima tensione U_{MPPmin} del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (65°C) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmin}$ dell'inverter

$$U_{MPPmin} \leq V_{MMPTmin}$$

3. la massima tensione U_{mmpmax} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura (2°C) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmax}$ dell'inverter

$$U_{MPPmax} \leq V_{MMPTmax}$$

4. la massima corrente del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di funzionamento (65°C), nel funzionamento MPP, I_{MPPx} , non deve superare la massima corrente di ingresso I_{dcmax} tollerata dall'inverter

$$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$$

Per calcolare i parametri sopradetti del generatore fotovoltaico al variare della temperatura di funzionamento delle celle entrano in gioco i coefficienti di temperatura β dei moduli forniti dal costruttore.



Nell'impianto fotovoltaico in esame sono previsti n.ro 20 Inverter centralizzati suddivisi su 10 Inverter Station dotate ognuna di trasformatore MT/BT.

Gli inverter utilizzati saranno del tipo centralizzato INGECON SUN FSK B 1500V (o similari) di potenze pari a 1600 kW, si prevede l'utilizzo di n.ro 10 stazioni inverter dotate di trasformatori BT/MT dotate di n.ro 2-3 inverter ciascuna.

A seguire una tabella riassuntiva con indicate le stazioni inverter i relativi inverter e le stringhe.

Plot Number	Inverter Station Number	Inverter Model (1,500 V) INGECON SUN Power B series IP54 Protection Rating (IP65 for power and control electronics)	Inverter Number	PV Module Rated Power (Wp)	Number of PV Modules in Series	PV String Rated Power (Wp)	Number of Strings each Inverter	Number of PV modules each Inverter	Rated DC Power each Inverter (kWp)
1	1	INGECON SUN 1600TL B615	1	665	28	18.620	70	1.960	1.303,40
		INGECON SUN 1600TL B615	2	665	26	17.290	64	1.664	1.106,56
							134	3.624	2.409,96
2	2	INGECON SUN 1600TL B615	3	665	26	17.290	104	2.704	1.798,16
		INGECON SUN 1600TL B615	4	665	26	17.290	104	2.704	1.798,16
	3	INGECON SUN 1600TL B615	5	665	28	18.620	96	2.688	1.787,52
		INGECON SUN 1600TL B615	6	665	28	18.620	96	2.688	1.787,52
	4	INGECON SUN 1600TL B615	7	665	28	18.620	96	2.688	1.787,52
		INGECON SUN 1600TL B615	8	665	28	18.620	96	2.688	1.787,52
	5	INGECON SUN 1600TL B615	9	665	28	18.620	96	2.688	1.787,52
		INGECON SUN 1600TL B615	10	665	28	18.620	96	2.688	1.787,52
							784	21.536	14.321
3	6	INGECON SUN 1600TL B615	11	665	28	18.620	89	2.492	1.657,18
	7	INGECON SUN 1600TL B615	12	665	28	18.620	90	2.520	1.675,80
		INGECON SUN 1600TL B615	13	665	28	18.620	90	2.520	1.675,80
							269	7.532	5.009
4	8	INGECON SUN 1600TL B615	14	665	28	18.620	92	2.576	1.713,04
		INGECON SUN 1600TL B615	15	665	28	18.620	91	2.548	1.694,42
	9	INGECON SUN 1600TL B615	16	665	28	18.620	92	2.576	1.713,04
		INGECON SUN 1600TL B615	17	665	28	18.620	92	2.576	1.713,04
	10	INGECON SUN 1600TL B615	18	665	28	18.620	92	2.576	1.713,04
		INGECON SUN 1600TL B615	19	665	28	18.620	92	2.576	1.713,04
							643	18.004	11.972,66
							1.830	50.694	33.711

Tabella 8 Configurazione inverter campo FV



5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA

In questa sezione verranno dimensionati i cavi lato c.c. in funzione delle sovracorrenti e della caduta di tensione considerando che saranno interrati entro tubazione; ci si riferirà alla norma tecnica CEI-UNEL 35026.

Si definisce sovracorrente una corrente superiore alla portata del cavo, che può stabilirsi a seguito di:

- un sovraccarico (circuito elettricamente sano)
- un cortocircuito (circuito affetto da guasto)

Per quanto riguarda il cortocircuito i cavi di un impianto fotovoltaico sono interessati da una corrente anomala nel caso di:

- guasto tra i 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.

5.1. Dimensionamento cavi di stringa

Per quanto riguarda il sovraccarico si può considerare che nelle condizioni più severe i cavi di stringa possono essere interessati da una corrente di impiego pari a

$$I_B = 1,25 \cdot I_{SC}$$

dove I_{SC} è la corrente di corto circuito del modulo componente la stringa.

Poiché tale valore non può essere superato, cioè non è possibile sovraccaricare i cavi, in un impianto fotovoltaico non sarà necessario proteggerli dal sovraccarico purché la sua portata (valutata in tutte le sue condizioni di posa) sia almeno pari al valore massimo di corrente che li percorre.

Un guasto a terra del punto M dell'impianto:

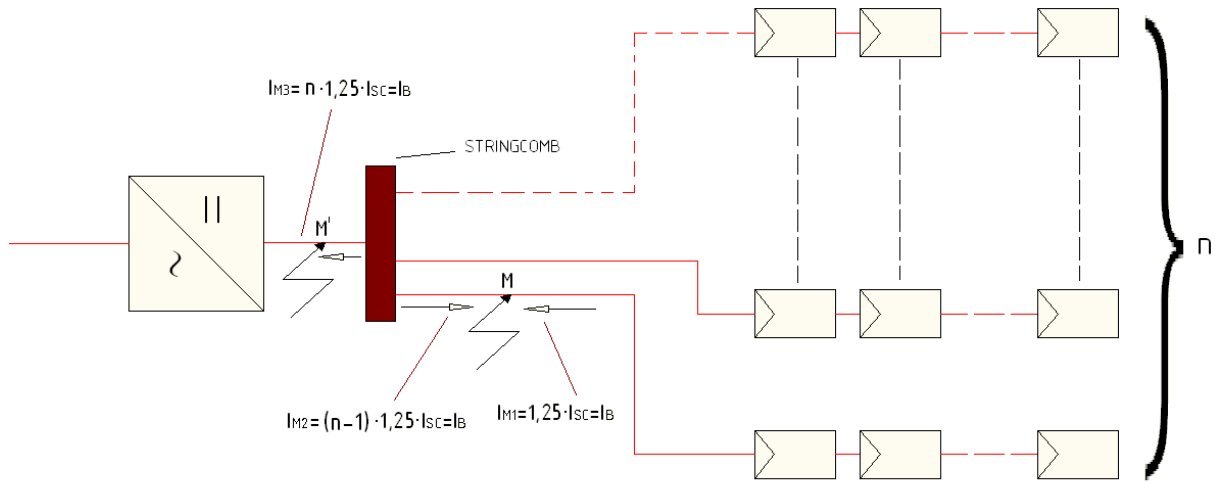


Figura 4 Esempio di guasto a terra

Tale guasto viene alimentato:

- a monte dalla stessa stringa con una corrente: $I_{M1} = 1,25 \cdot I_{SC} = I_B$
- a valle da tutte le altre le stringhe facenti capo allo stesso Inverter.

Essendo n le stringhe riferite al medesimo Inverter tale corrente vale:

$$I_{M2} = (n - 1)1,25 \cdot I_{SC}$$

Le stringhe dell'impianto fotovoltaico saranno suddivise su quadri di campo (String-Box) installati in prossimità del campo fotovoltaico, a cui si attesteranno 17 stringhe in parallelo.

la corrente I_{M2} sarà pari a:

$$I_{M2} = (17 - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{SC} = 20 \cdot 18,50A = 370A$$

Per un corretto dimensionamento del cavo di stringa si ritiene conveniente ricorrere alla protezione del singolo cavo di stringa mediante l'adozione di idoneo fusibile (Integrato nei quadri di campo).

In tale maniera la portata dei cavi di stringa deve soddisfare la seguente relazione:

$$I_z \geq \frac{I_{M2}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = 746 A$$

dove:

- I_z è la portata del cavo
- $K_1=0,84$ è il fattore correttivo riferito alla temperatura di 35 °C (tabella II UNEL)
- $K_2= 0,8$ è il fattore correttivo riferito alla posa in fascio nel caso di 6 conduttori
- $K_3= 1,02$ è il fattore correttivo riferito alla profondità di posa posta pari a 0,5 m



$K_4 = 1,11$ è il fattore correttivo riferito alla resistività termica del terreno posta pari a $1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$.

Pertanto per cavi con conduttore alluminio tipo ARG16R16 1800 Vcc la sezione idonea per la corrente nominale calcolata risulta pari a:

$$S = 2 \times 300 \text{ mm}^2$$

con una portata:

$$I_z = 2 \times 393 \text{ A} \geq 745 \text{ A}$$

5.2. Caduta di tensione cavi lato cc

È necessario verificare tali sezioni con la caduta di tensione che si sceglierà di porla al massimo pari **all'2 - 2,5%**.

Il parametro tensione a cui ci si riferirà è il valore di tensione nominale di stringa U_{MPP} nelle condizioni standard (STC) che per stringhe di 28 moduli in serie vale:

$$U_{MPPstringa} = 28 \cdot U_{MPPstc} = 1072 \text{ V}$$

La variazione di tensione ammessa in questo caso vale:

$$\Delta V_{amm} = \frac{U_{MPPstringa} \cdot 2}{100} = 21,44 \text{ V}$$

Il calcolo della caduta di tensione viene eseguito nei singoli tratti con diverse sezioni dei conduttori e correnti nominali di esercizio.

Per il calcolo della caduta di tensione si utilizza la formula

$$\Delta V = \rho \cdot \left(2 \cdot \frac{L_m}{S_m} I_{MPP} + 2 \cdot \frac{L_{ab}}{S_{ab}} I_{MPP} + 2 \cdot \frac{L_{bc}}{S_{bc}} I_{bc} \right)$$



Avendo considerato una resistività dell'alluminio pari a $\rho = 0,0275 \text{ } [\Omega/\text{mm}^2\cdot\text{m}]$ e del rame pari a $\rho = 0,0178 \text{ } [\Omega/\text{mm}^2\cdot\text{m}]$

A seguire vengono riportati i calcoli della caduta di tensione eseguiti nei singoli tratti.

- **Tratto di collegamento in serie dei moduli FV**

I **28 moduli** della stringa sono collegati in serie attraverso i cavi di collegamento in rame di sezione pari a $S_m=4 \text{ mm}^2$ lunghi 1,30 m in dotazione al modulo stesso per una lunghezza totale pari a: $L_m=45 \text{ m}$ percorsi dalla corrente di stringa pari a $I_{MPP} = 18 \text{ A}$.

Caratteristiche del cavo

Lunghezza del cavo (positivo + negativo)	90 m
Sezione del conduttore in mm^2	4 mm^2
Resistività elettrica del conduttore (Rame= $2,75 \times 10^{-8}$) a 20°C	1,75E-08 $\Omega \times \text{m}$
Corrente elettrica applicata al cavo	18 Ampere
Tensione elettrica operativa in entrata	1072 Volt

Risultati

Resistenza dell'intero cavo (positivo + negativo)	0,40 Ω
Caduta di tensione elettrica del cavo	7,21 Volt
Tensione disponibile all'uscita del cavo	1064,79 Volt
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	129,76 W
Perdite di potenza al metro	1,44 W/m
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	0,7 %

- **Tratto di collegamento tra la stringa ed il Quadro di Campo**

Si stima poi la distanza massima di una stringa all'inverter di stringa pari a: $L_{ab} = 120 \text{ m}$ con sezione scelta $S_{ab} = 10 \text{ mm}^2$ con cavi in Alluminio.

Caratteristiche del cavo

Lunghezza del cavo (positivo + negativo)	240 m
--	-------



Sezione del conduttore in mm ²	10 mm ²
Resistività elettrica del conduttore (Rame=2,75 x 10 ⁻⁸) a 20°C	2,75E-08 Ω x m
Corrente elettrica applicata al cavo	18 Ampere
Tensione elettrica operativa in entrata	1072 Volt
Risultati	
Resistenza dell'intero cavo (positivo + negativo)	0,66 Ω
Caduta di tensione elettrica del cavo	11,88 Volt
Tensione disponibile all'uscita del cavo	1060,12 Volt
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	213,84 W
Perdite di potenza al metro	0,89 W/m
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	1,1 %

$$\Delta V = 7,21V + 11,88V = 19,09V = \Delta V < \Delta V_{amm}$$

- Tratto di collegamento tra Quadro di Campo ed inverter**

Si stima poi la distanza massima di una stringa all'inverter di stringa pari a: $L_{ab} = 300$ m con sezione scelta $S_{ab} = 2 \times 300$ mm² con cavi in Alluminio.

Caratteristiche del cavo

Lunghezza del cavo (positivo + negativo)	600 m
Sezione del conduttore in mm ²	300 mm ²
Resistività elettrica del conduttore (Rame=2,75 x 10 ⁻⁸) a 20°C	2,75E-08 Ω x m



Corrente elettrica applicata al cavo **370 Ampere**

Tensione elettrica operativa in entrata **1072 Volt**

Risultati

Resistenza dell'intero cavo (positivo + negativo) **0,06 Ω**

Caduta di tensione elettrica del cavo **20,35 Volt**

Tensione disponibile all'uscita del cavo **1051,65 Volt**

Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo) **7529,50 W**

Perdite di potenza al metro **12,55 W/m**

Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo) **1,9 %**

$$\Delta V = 20,35 \text{ V} = \Delta V < \Delta V_{amm}$$



6. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA

6.1. Dimensionamento cavi uscita dalle Stazioni Inverter in MT (30 kV)

L'impianto fotovoltaico è costituito da 10 Inverter station con uscita direttamente in MT a 30 kV preassemblati dal produttore, pertanto si è provveduto al dimensionamento del cavo in uscita dalle stazioni a 30kV.

La scelta della taglia del trasformatore dipende dalla potenza di picco dell'impianto fotovoltaico.

Nell'impianto sono presenti 10 trasformatori BT/MT con le seguenti caratteristiche:

Tipologia	sigillato in olio
Potenza nominale	4800 kVA
Frequenza nominale	Hz 50
Campo di regolazione tensione lato 30kV %	30 +/- 2x2,5 %
Simbolo di collegamento	Dyn11
Vcc%	6

Tabella 9 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT

Il cavo scelto deve rispettare la condizione per cui la sua portata I_z sia almeno uguale alla corrente di impiego I_b .

Infatti, in uscita dal trasformatore lato AT la corrente di impiego risulta dalla formula:

$$I_{MT} = \frac{P_{trafo}}{V_{MT} \cdot \sqrt{3}} = \frac{4800kVA}{30kV \cdot \sqrt{3}} = 93A$$

La sezione del cavo deve essere idonea ai fini della resistenza al cortocircuito è questa la condizione che determina la scelta della sezione del cavo.

Il cavo infatti deve resistere alle sollecitazioni termiche in condizioni di corto circuito, non deve superare cioè la temperatura di cortocircuito ammissibile per l'isolante.

A tal fine la sezione del cavo S_{MT} deve soddisfare la relazione:



$$S_{MT} \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{16kA \cdot \sqrt{0,12}}{87} = 63,70 \text{ mm}^2$$

dove:

- $I_{cc} = 16 \text{ kA}$ è il valore efficace della corrente di cortocircuito comunicata dall'Ente gestore della linea MT;
- $t = 0,12\text{s}$ è il tempo di eliminazione del guasto, cioè il tempo che intercorre tra l'istante in cui si verifica il cortocircuito e l'istante in cui la corrente viene interrotta per intervento della protezione 50 (protezione dalla sovracorrente senza ritardo intenzionale avendo considerato un tempo di intervento del relè pari a 50ms e dell'interruttore pari a 70 ms);
- $K = 87$ è il fattore correttivo per conduttori in alluminio isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;

Il cavo scelto che soddisfa le condizioni di progetto risulta essere un cavo unipolare in guaina in materiale elastomerico (HEPR) con conduttore in rame RG7H1R-26/45kV di sezione pari a:

$$S_{MT} = \underline{95 \text{ mm}^2}$$

6.2. Dimensionamento cavi lato AT a 36 kV in uscita dalla cabina di elevazione MT/AT

Tutti i cavi MT a 30 kV in uscita dalle Inverter station convergeranno ad una cabina MT/AT prima della consegna allo stallo a 36 kV nella nuova SE di TERNA.

Il cavo scelto deve rispettare la condizione per cui la sua portata I_Z sia almeno uguale alla corrente di impiego I_b .

Infatti, in uscita dal trasformatore lato AT la corrente di impiego risulta dalla formula:

$$I_{MT} = \frac{20 \cdot P_{inverter}}{V_{MT} \cdot \sqrt{3}} = \frac{32000kVA}{36kV \cdot \sqrt{3}} = 513A$$

La sezione del cavo deve essere inoltre idonea ai fini della resistenza al cortocircuito è questa la condizione che determina la scelta della sezione del cavo.

Il cavo infatti deve resistere alle sollecitazioni termiche in condizioni di corto circuito, non deve superare cioè la temperatura di cortocircuito ammissibile per l'isolante.

A tal fine la sezione del cavo S_{MT} deve soddisfare la relazione:



$$S_{MT} \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{31,5kA \cdot \sqrt{0,12}}{87} = 125,42 \text{ mm}^2$$

dove:

- $I_{cc} = 16 \text{ kA}$ è il valore efficace della corrente di cortocircuito comunicata dall'Ente gestore della linea AT;
- $t = 0,12\text{s}$ è il tempo di eliminazione del guasto, cioè il tempo che intercorre tra l'istante in cui si verifica il cortocircuito e l'istante in cui la corrente viene interrotta per intervento della protezione 50 (protezione dalla sovracorrente senza ritardo intenzionale avendo considerato un tempo di intervento del relè pari a 50ms e dell'interruttore pari a 70 ms);
- $K = 87$ è il fattore correttivo per conduttori in alluminio isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;

Il cavo scelto che soddisfa entrambe le condizioni di progetto risulta essere un cavo unipolare in guaina in materiale elastomerico (HEPR) con conduttore in rame RG7H1R-26/45kV di sezione pari a:

$$S_{MT} = \underline{400 \text{ mm}^2}$$

6.3. Scelta dei dispositivi di generatore (DDG)

Il dispositivo di generatore assolve il ruolo di sezionamento dell'impianto fotovoltaico in caso di guasto. È previsto un dispositivo di generatore per ogni inverter station.

Per tale dispositivo si sceglie di adottare un interruttore magnetotermico per la protezione dalle sovracorrenti e dal cortocircuito.

La scelta della taglia dell'interruttore dipende dai valori della corrente di impiego del circuito in cui questo è inserito e dalla portata dei cavi scelti.

La relazione che la corrente nominale I_N dell'interruttore deve soddisfare è quella relativamente al sovraccarico:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Nel caso di dispositivi per l'interruzione automatica del circuito la precedente relazione soddisfa anche la condizione

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Essendo $I_f = 1,45 \cdot I_N$.



Un interruttore magnetotermico che soddisfa le precedenti esigenze deve avere una corrente nominale pari a **1500 A**.

Per il potere di interruzione si sceglie 50 kA.

Inoltre, a questo dispositivo saranno associati i relè di protezione dalle sovracorrenti 50 (istantaneo), 51(ritardato) e il relè omopolare 51N per la protezione dai guasti a terra.

6.4. Messa a terra del trasformatore

La carcassa metallica del trasformatore, nonché tutte le parti metalliche (masse) della cabina di Conversione/Trasformazione saranno messe a terra mediante l'adozione dei seguenti provvedimenti:

- Realizzazione di un nodo di terra (sbarra di rame)
- Conduttore di protezione PE in PVC Giallo/Verde di sezione adeguata in funzione della corrente di guasto più elevata (fase –terra) sul secondario del trasformatore e comunque non inferiore a 50 mm².
- Sistema di dispersione realizzato mediante corda di rame nudo con sezione almeno di 25 mm² interrato ad una profondità di 0,5 m e disposto lungo il perimetro della cabina Conversione/Trasformazione e da n° 4 dispersori a picchetto, di lunghezza 2 m disposti ai 4 vertici della cabina stessa e connessi fra loro dalla suddetta corda di rame.

6.5. Scelta del dispositivo generale (DG) lato MT associato alla protezione generale (PG)

Il dispositivo MT (DG) ha a monte un sezionatore di linea. Sono previsti sezionatori di terra a monte e a valle di tale dispositivo per permettere di accedere in sicurezza a questo per interventi di manutenzione. Il comando del dispositivo di generatore è associato alla protezione generale (PG).

Per il comando di apertura del dispositivo generale per azione della protezione generale deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione, poiché, qualora per qualsiasi motivo venga a mancare la tensione di alimentazione della protezione generale, si verifica l'apertura del dispositivo generale anche in assenza di comando proveniente dalla protezione generale.

La protezione generale comprende:

- un relè di massima corrente di fase a tre soglie d'intervento, una a tempo dipendente inverso I> (soglia sovraccarico 51), due a tempo indipendente I>> (soglia con ritardo intenzionale 51) e I>>> (soglia istantanea 50);



- un relè di massima corrente omopolare di terra 51N a due soglie d'intervento a tempo indipendente $I_{0>}$ e $I_{0>>}$, una per i guasti monofase a terra ed una per i guasti doppi monofase a terra, oppure un relè di protezione direzionale di terra a due soglie 67N.1 e 67N.24, una per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato ed una in caso di neutro isolato, in aggiunta al relè di massima corrente omopolare ad una soglia per i guasti doppi monofase a terra.

La protezione 67N è richiesta quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal distributore per la protezione 51N. Nella pratica quando il cavo MT dell'utenza supera la lunghezza di 400 m per reti con $U_n=20$ kV.

L'unità interruttore/sezionatore è composta da:

- Sezionatore di linea: $I_r = 630$ A;
- Sezionatore di terra: $I_r = 630$ A;
- Interruttore in SF6: $I_r = 630$ A; potere di interruzione - ISC = 16 kA; tempo di interruzione 70 ms; alimentazione ausiliaria a 48 V c.c.

6.6. Scelta dispositivo di Interfaccia in MT (DI & SPI)

Essendo l'impianto fotovoltaico un generatore che funziona in parallelo con la rete del distributore è necessario prevedere un sistema di protezioni di interfaccia per disaccoppiare le due reti in presenza di perturbazioni che possono essere generate dalla rete del distributore.

Le funzioni di protezione indicate nella Norma CEI 0-16 sono:

- massima tensione (59) senza ritardo intenzionale;
- minima tensione (27) con ritardo tipico di 300-500 ms;
- minima frequenza (81<) senza ritardo intenzionale;
- massima frequenza (81>) senza ritardo intenzionale;
- massima tensione omopolare (59N) lato MT.

Le possibili tarature da adottare sono:

- massima tensione (59): $U \leq 120\% U_n$ ritardo 0.0 secondi;
- minima tensione (27): $U \leq 70\% U_n$ ritardo 0.3-0.5 secondi;
- minima frequenza (81<): $f \leq 49.7$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima frequenza (81>): $f \geq 50.3$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima tensione omopolare (59N): $U_o \geq 10$ V ritardo 3.0 secondi.

Essendo poi l'impianto di potenza superiore a 400 kVA è necessario prevedere un dispositivo di rinalzo che sia attivato dalla protezione di interfaccia in caso di mancata apertura.



Tutti i dispositivi scelti saranno conformi alla norma CEI 0-16 per le connessioni alle reti di Media e Alta tensione.

7. POSA DEI CAVI

I conduttori interrati saranno protetti meccanicamente mediante tubi protettivi, tegoli o ricoperti da strati di calcestruzzo a seconda delle esigenze. In alternativa saranno usati cavi auto-protetti meccanicamente adatti per posa direttamente interrata non richiedenti ulteriori protezioni meccaniche.

La posa dei conduttori sarà eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

La scelta del diametro interno dei tubi verrà fatta tenendo conto che esso dovrà essere pari ad almeno 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm: in ogni caso i cavi posati nei tubi potranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili: le sezioni di progetto cui si farà ricorso saranno di diametro 75, 110 e 160 mm.

Il percorso cavi, per quanto possibile, sarà realizzato con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non saranno ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo: in ogni punto di giunzione è prevista la presenza di una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

Data l'esistenza, nello stesso scavo interrato o locale, di circuiti appartenenti a sistemi elettrici diversi (cavi d'energia insieme a cavi di comunicazione o circuiti di bassa con circuiti di media tensione), questi saranno propriamente divisi tra loro laddove necessario.

I cavi solari saranno posati sulle strutture di sostegno dei moduli ed opportunamente fascettati; allorquando sarà necessaria la posa interrata per il collegamento agli inverter di stringa saranno posati in tubi protettivo.

8. QUADRI IN CORRENTE CONTINUA

8.1. Quadri di parallelo stringhe

Si sceglie di adottare dei dispositivi di manovra e sezionamento sul lato corrente continua per sezionare il campo fotovoltaico. Qualora tali dispositivi non siano presenti direttamente a bordo inverter saranno previsti dei quadri di campo installati in prossimità dei moduli fotovoltaici e saranno dotati di interruttore di manovra/sezionatore per consentire di scollegare la sorgente fotovoltaica in caso di guasto o, più frequentemente, per l'esecuzione delle operazioni di manutenzione.



La connessione ai cablaggi delle stringe fotovoltaiche avviene tramite connettori Multicontact o passacavi e terminal blocks.

Il quadro se previsto avrà grado di protezione è IP65 adatto per installazioni all'esterno.

9. QUADRI IN BASSA TENSIONE

Tutti i dispositivi di protezione saranno alloggiati all'interno delle stazioni inverter dimensionate e fornite direttamente dal produttore.

9.1. Quadro protezione inverter

Il quadro di bassa tensione, alloggiato all'interno delle stazioni inverter è costituito dai **n. 2 interruttori automatici** per la protezione dalle sovracorrenti e dal cortocircuito, uno per ogni inverter, con corrente nominale pari a **2000 A** e potere di interruzione di 50 kA,.

9.2. Barre parallelo BT e quadro

Il collegamento di tutte le linee provenienti dagli inverter viene effettuato attraverso 3 barre (una per ogni fase) in rame preforate; considerando una temperatura ambiente di 40 °C un rialzo termico di 40 °C si scelgono barre flessibili in rame isolate composte da 10 lamine di spessore di 1 mm e larghezza 100 mm la cui portata è pari a 2500 A.

L'alloggiamento di queste barre avviene dentro un quadro a tenuta d'arco secondo la norma CEI 17-13/1 allocato direttamente all'interno della stazione inverter.

10. QUADRO MT

All'interno della cabina di smistamento verranno installati i quadri AT a 36 kV provenienti dalle stazioni inverter classificati LSC2A-PM è composti da due unità funzionali (arrivo e interruttore/sezionatore) con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale	36 kV
Tensione d'esercizio	30 kV
Corrente nominale sbarre principale	400 A / 630 A
CC di breve durata /cresta	16/40 kA
Trattamento sbarre	Standard fornitore
Ricopertura sbarre	Nude
Tensione aux comandi e segnalazione	220V c.a.



Sezione circuiti comando volt.	1,5mmq
Sezione circuiti amperometrici	2,5 mmq

Tabella 10 Caratteristiche quadro MT

11. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non sono influenzate in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

La rete di terra della sezione di impianto in corrente continua è costituita dalle stesse strutture di sostegno in acciaio zincato le quali essendo provviste di viti che penetrano il terreno sono esse stesse dei picchetti di Terra.

Dal momento che le varie file di strutture di sostegno sono tra loro scollegate sia dal punto di vista meccanico che elettrico, per rendere unica la risposta dell'impianto ad eventuali fulminazioni dirette ed indirette, le strutture porta moduli saranno collegate tra loro con una corda di rame isolata G/V di Sez. 35mmq che renderà equipotenziali tutte le masse metalliche delle strutture.

Tutte le file delle strutture e la carpenteria dei quadri di campo e parallelo saranno poi collegate con crimpatura, all'inizio e alla fine con un cavo di rame nudo di sez. 35 mmq alla rete di terra.

La terra del campo fotovoltaico sarà collegata alla terra della cabina elettrica e di tutte le apparecchiature in essa contenute.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

Inoltre, ai sensi delle norme tecniche CEI 81 – 1,3,4 sarà studiata, in fase esecutiva, la probabilità che si verifichi una fulminazione diretta o indiretta dell'impianto e sarà valutata la necessità di installare un impianto di protezione da fulminazione.

12. MISURA DELL'ENERGIA

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo alla rete è necessario misurare:



- l'energia fotovoltaica prelevata/impressa in rete (M1)
- l'energia fotovoltaica prodotta (M2)

L'utenza dell'impianto oggetto di tale studio è classificabile come utente *attivo-attivo* poiché cede tutta l'energia prodotta, al netto delle perdite e dell'energia auto consumata per i servizi ausiliari (cessione totale dell'energia prodotta).

In tale situazione i trasformatori amperometrici (TA) e i trasformatori voltmetrici (TV) di misura relativi al misuratore di energia immessa M1 si collocano nella cabina utente a valle dell'interruttore generale DG, mentre il misuratore M1 sarà collocato nel locale misure (come da Schema Unifilare). Il misuratore dell'energia prodotta M2 verrà installato lato bt a valle del dispositivo di interfaccia.

12.1. Competenze relative ai misuratori

La tipologia di impianto in cui rientra quello in oggetto prevede diverse possibilità per quanto concerne l'installazione, la manutenzione dei misuratori di energia M1 e M2 oltre che per la raccolta, registrazione e validazione delle misure periodiche dell'energia prodotta.

13. COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE

L'impianto Fotovoltaico deve essere sottoposto a collaudo e a verifiche periodiche, le quali fanno parte integrante della manutenzione. Alcune delle verifiche sono specifiche degli impianti fotovoltaici altre sono comuni a tutti gli impianti elettrici.

Il collaudo e le verifiche comportano una serie di operazioni atte a controllare il corretto funzionamento dell'impianto.

L'azione più importante in queste fasi è l'esame a vista. Nell'ambito dell'esame a vista ci si accerta che gli ombreggiamenti siano quelli previsti dal progetto, che i componenti dell'impianto siano idonei all'uso previsto, integri ed installati correttamente e che non siano stati manomessi o presentino difetti o anomalie visibili.

I punti principali dell'esame a vista sono di seguito elencati:

CONTROLLI	COLLAUDO	VERIFICA PERIODICA
MODULI		
Fissaggio dei moduli e delle eventuali strutture di sostegno	o	o



Presenza di crepe, penetrazione di umidità ecc.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Corrosione delle cornici	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Cassette di terminazione: rotture, presenza di acqua, ingresso cavi, corrosione dei morsetti	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Idoneità targhe e marcature	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
CAVI		
Tipo di cavo e posa	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Segni di cortocircuito e danneggiamenti meccanici	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Identificazione dei circuiti	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
QUADRI SCATOLE DI DERIVAZIONE		
Installazione come da progetto	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>
Morsetti: idoneità e serraggio	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Presenza di acqua, corrosione	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Continuità dei fusibili	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Idoneità targhe e marcature	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
INVERTER		
Corretta installazione		<input checked="" type="radio"/>



Segnalazioni di corretto funzionamento, allarme o avaria	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Collegamenti alle stringhe o ai cavi intermedi	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Ventilazione	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Idoneità targhe e marcature	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

o: il controllo si applica; X: il controllo non si applica

Tabella 11 Collaudo e verifica periodica dei vari elementi d'impianto

In contemporanea alle verifiche periodiche deve essere effettuata la manutenzione. Questa deve essere svolta da personale qualificato nonché da imprese abilitate ai sensi del D.M. 37/08.

La manutenzione si programma insieme alle verifiche e la si effettua almeno una volta l'anno.

In generale la manutenzione consiste nel porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista, nell'eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter ed eseguire la pulizia con acqua delle superfici dei moduli.

È opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

13.1. Misure e prove

Gli apparecchi per le misure sul lato c.c. devono essere adatti per la corrente continua, altrimenti potrebbero danneggiarsi e mettere in pericolo l'operatore. Gli strumenti in c.a. devono essere sensibili al vero valore efficace (TRMS) della grandezza misurata.

Le misure vanno eseguite in condizioni meteorologiche stabili, ad evitare repentini cambiamenti dell'irraggiamento solare. Vanno inoltre evitate le ore più calde della giornata, poiché le elevate temperature riducono il rendimento dell'impianto, e le giornate particolarmente umide, in quanto il vapore acqueo in sospensione nell'aria aumenta l'irraggiamento diffuso, a discapito di quello diretto.

In seguito, sono poi elencate le prove che vanno eseguite prima di mettere in servizio l'impianto:

- Verifica delle tensioni e correnti di stringa
- Misura dell'isolamento dei circuiti
- Verifica dei collegamenti equipotenziali.



13.2. Misure di tensione e di corrente

Si misura la tensione a vuoto delle singole stringhe con un voltmetro per correnti continue con la temperatura per quanto possibile costante correggendo il valore misurato attraverso il coefficiente di temperatura fornito dal costruttore dei moduli riportandolo alle condizioni di prova standard (STC).

Le tensioni a vuoto delle stringhe dovrebbero risultare uguali fra loro e pari alla somma delle tensioni a vuoto dei moduli che compongono la stringa stessa; le inevitabili differenze di tensione tra le stringhe non dovrebbero superare il 5%.

Per le misure di corrente bisogna tenere conto del fatto che queste sono fortemente influenzate dall'irraggiamento e molto meno dalla temperatura; questo suggerisce che le misure di corrente vanno eseguite a condizioni di irraggiamento per quanto possibile costante. Gli strumenti adoperati per tali misure possono essere le pinze amperometri che permettono di misurare le correnti senza interrompere il circuito ed accedere a parti attive. Sarà necessario che le correnti di c.to c.to prodotte siano la corrente quelle previste.

Le suddette misure vanno eseguite per ogni inverter (sottocampo) seguendo le seguenti procedure:

- Aperto i dispositivi di sezionamento generale a valle e a monte dell'inverter (lato c.c. lato c.a.)
- Chiudere in c.to c.to i morsetti fuori tensione del dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (lato c.c.) con un conduttore di sezione pari a quella del cavo che alimenta l'inverter
- Chiudere il suddetto dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (azionabile sotto carico) e misurare con la pinza amperometrica la corrente totale di c.to c.to del sottocampo e le correnti di c.to c.to su ogni stringa
- Confrontare i valori di corrente, misurati nelle condizioni di irraggiamento effettivo, con le correnti di c.to c.to in condizioni di prova standard, mediante le curve caratteristiche fornite dal costruttore dei moduli

Bisogna mettere in conto una riduzione del 5% dovuto al mismatch sicché la corrente di c.to c.to del generatore fotovoltaico costituito da n stringhe vale:

$$(I_{SC})_{gen} = 0,95 \cdot n \cdot (I_{SC})_{mod}$$



Riduzioni significative della corrente di corto circuito I_{sc} del generatore fotovoltaico sono in genere dovute a ombreggiamenti, correnti di guasto a terra oppure a tensioni di stringa diverse tra loro (che dovrebbero essere già emerse dalle misure di tensione).

13.3. Misure di potenza (prestazioni)

La potenza in corrente continua (P_{CC}) può essere misurata direttamente con un wattmetro, oppure come prodotto delle misure (contemporanee) di tensione e di corrente.

La misura della potenza erogata dal generatore fotovoltaico (sottocampo collegato ad un inverter) permette di stabilire se è quella attesa, tenuto conto delle condizioni ambientali di funzionamento, e di quanto le perdite si discostino da quelle ipotizzate nel progetto.

Si misura la potenza all'uscita di ogni inverter con un wattmetro con precisione almeno del 2%. Il rispetto della condizione $P_{CA} > 0,9P_{CC}$, dove P_{CA} è la potenza attiva (kW) misurata all'uscita dell'inverter, attesta che l'inverter stesso garantisce il rendimento minimo richiesto.

13.4. Prova dell'inverter

Per verificare il corretto funzionamento dell'inverter occorre effettuare almeno una prova di avviamento dell'impianto ed una prova di mancanza della rete elettrica.

Prova di avviamento

1. Interruttore c.a. aperto e sezionatori lato c.c. chiusi. L'inverter deve segnalare presenza di tensione c.c. e mediante display deve segnalare ricerca rete elettrica
2. Interruttore lato c.a. chiuso. L'inverter deve verificare che i valori di tensione e frequenza rientrino nei limiti prestabiliti.
3. L'inverter deve procedere alla ricerca del punto di massima potenza (MPPT) ed erogare la potenza massima ottenibile dal generatore, nelle condizioni ambientali in cui si effettua la misura.

Prova di mancanza rete

La mancanza di rete viene simulata aprendo l'interruttore lato c.a. In questa situazione l'inverter deve porsi in Stand-By; deve accendersi la segnalazione prevista per la mancanza di rete.

14. CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO

L'impianto, sarà allacciato (come previsto dal Preventivo di connessione alla rete AT di TERNA, Codice rintracciabilità: 202101499) alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante elettrodotto AT interrato che a partire dall'area dell'impianto fotovoltaico raggiungerà la stazione elettrica (SE) di TERNA di nuova



realizzazione (coordinate geografiche: Lat. 37°35'43.01"N, Long. 13°54'7.26"E) che sorgerà in prossimità dell'impianto.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede la connessione della centrale fotovoltaica tramite connessione in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

L'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale fotovoltaica alla nuova stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Per maggiori dettagli si rimanda al progetto delle opere di rete e all'elaborato *Preventivo di connessione alla rete AT di TERNA cod. 202101499.*

A seguire uno schema tipo della connessione in antenna su stallo AT in Cabina Primaria per Cliente Attivo SE TERNA



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

VILLALBA_II_EL19

Rev. 00

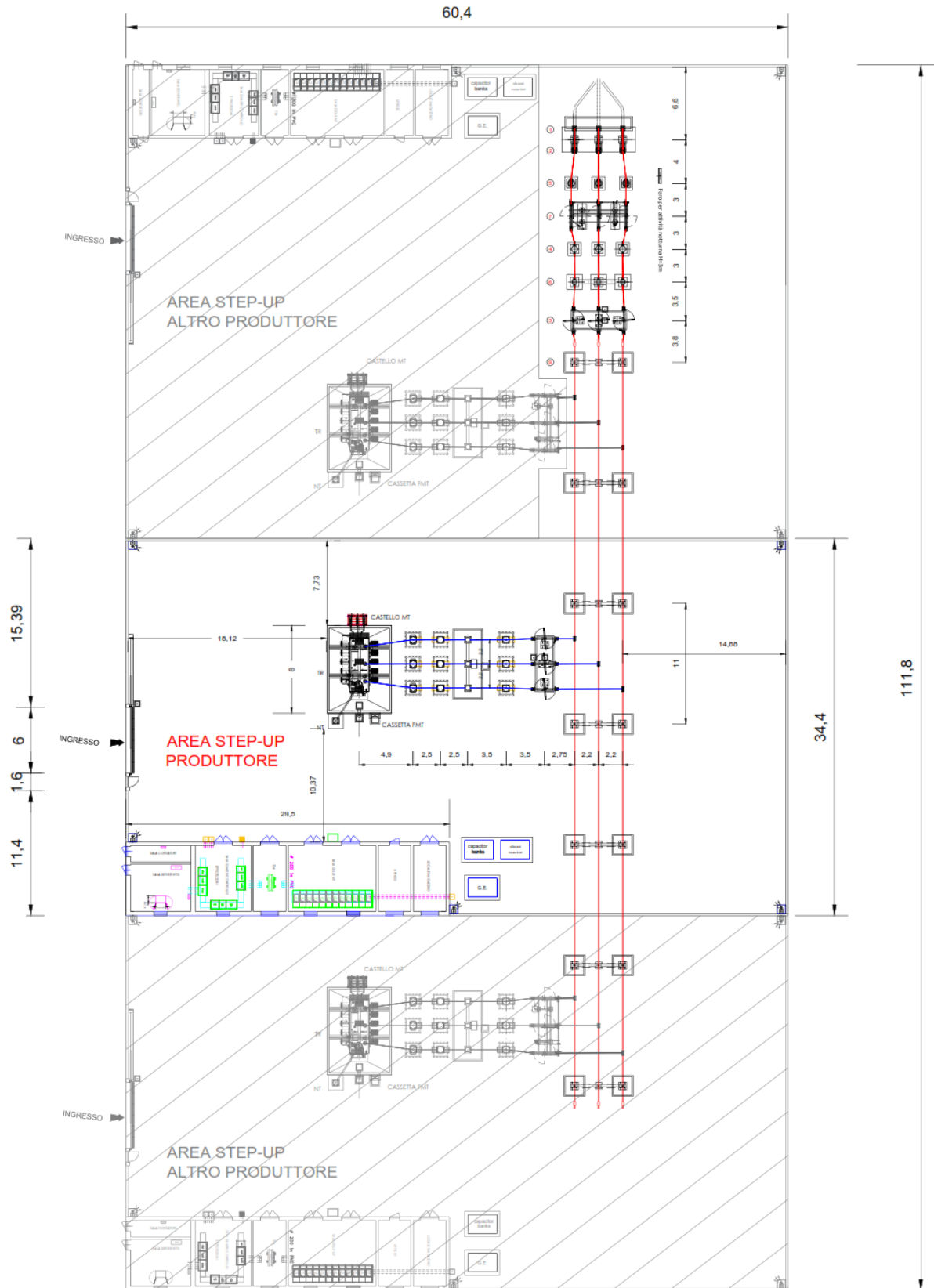


Figura 5 – Disegno stallo a 36 KV di condivisione per produttori



15. CAMPI ELETTROMAGNETICI

Sono state valutate le emissioni elettromagnetiche associate alle infrastrutture elettriche presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto e connesse ad esso, ai fini della verifica del rispetto dei limiti della legge n.36/2001 e dei relativi Decreti attuativi; si rimanda al documento *“Relazione Campi Elettromagnetici”*.