

Progetto per la costruzione ed esercizio di un Impianto Agrivoltaico a terra
e relative Opere di Connessione e alla rete AT di Terna

Trapani [TP01]
[67,017 MW]

Regione Sicilia, Provincia di Trapani,
Comune di Trapani e Comune di Paceco

REL_05

RELAZIONE TECNICA E CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTO

Valutazione di Impatto ambientale
(artt. 23 -24 -25 D.Lgs.152/2005)
Commissione Tecnica PNRR - PNIEC
(art.17 D.Lgs. 77/2021)

PROPONENTE

SICILIA POWER S.R.L.

Via Don Luigi Sturzo, 14 - 52100 Arezzo
P.IVA 02388040517
siciliapowersrl@casellapec.com

PROGETTAZIONE



Solarys I.S. srl

Via Don Luigi Sturzo, 14 - 52100 Arezzo
P.IVA 02326770514
info@solarysnrg.it

Arch. Silvia Burbi

Ordine degli Architetti, Provincia di Arezzo n.1157 sez A
silvia.burbi@solarysis.it

Ing. Andrea Coradeschi

Ordine degli Ingegneri, Provincia di Arezzo n.1741 sez. A
andrea.coradeschi@solarysis.it

CONSULENZA
TECNICA



AP engineering srls

Scala	Formato	Codice Elaborato	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
-	A4	REL_05	A.P.	A.C.	S.B.

Revisione	Data	Descrizione			
0	18/12/2023	PROGETTO DEFINITIVO			

SOMMARIO

1. Premessa.....	2
2. Definizioni	3
3. Riferimenti Normativi.....	4
4. Localizzazione dell'impianto FV.....	6
5. Dati di progetto.....	7
6. Producibilità dell'impianto	10
6.1 Premessa sulla produzione elettrica dell'impianto	10
7. Descrizione tecnica generale dell'impianto fotovoltaico	11
8. Opere di rete.....	14
9. Elettrodotti impianto	16
10. Sottosistemi a servizio dell'impianto fotovoltaico	21
10.1 Generalità.....	21
10.3 Impianto videosorveglianza e antintrusione	26
10.4 Impianto di illuminazione.....	27
10.5 Impianto di messa a terra	28
10.6 Impianti BT a servizio dei sottocampi.....	28
11. Criteri di dimensionamento dell'impianto	29
11.1 Dimensionamento delle stringhe in relazione all'inverter	29
11.2 Protezioni contro le sovracorrenti	34
11.3 Protezioni contro i contatti indiretti (TN-S).....	35
11.4 Protezioni contro i contatti indiretti (IT)	36
11.5 Protezione contro i contatti diretti	36
11.6 Cadute di tensione	38
12. Data sheet materiali.....	40
13. Verifiche e collaudi.....	54

1. Premessa

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto elettrico nell'ambito del progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominato "TP01 Terre del Sole" nei territori dei comuni di Comuni di Trapani e di Paceco (TP), per la connessione alla RTN avverrà attraverso una dorsale AT a 36 kV verso una nuova sottostazione elettrica del gestore ed esclusa dal presente appalto. Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrovoltaiico, con una potenza di picco del generatore pari a circa 67.017 kWp e dell'uscita dai convertitori pari a circa 60.160 kW.

Si prevede l'istallazione di n°3395 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali monoassiali a linee indipendenti), di lunghezza pari a 28 moduli fotovoltaici. L'area di progetto sarà contemporaneamente utilizzata per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e la produzione agricola riuscendo in questo modo ad ottimizzare lo sfruttamento dei terreni presenti. La scelta di un sistema agrovoltaiico, così come meglio specificato negli elaborati del presente progetto, permette di perseguire i seguenti obiettivi:

- contrastare la desertificazione;
- contrastare la riduzione di superficie destinata all'agricoltura a scapito di impianti industriali, con conseguente abbandono del territorio agricolo da parte degli abitanti;
- contrastare l'effetto lago, definito come effetto ottico che potrebbe confondere l'avifauna in cerca di specchi d'acqua per la sosta;
- ridurre il consumo di acqua per l'irrigazione poiché grazie all'ombreggiamento delle strutture di moduli si riduce notevolmente la traspirazione delle piante;
- ridurre l'impatto visivo degli impianti industriali per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e aumentarne la qualità paesaggistica.

L'impianto è ubicato su aree classificate agricole e sarà infisso al suolo con struttura in acciaio di tipo ad inseguimento mono assiale; l'energia elettrica prodotta verrà convertita già in campo mediante dei gruppi di conversione da tensione continua in alternata a 800 V per poi essere convogliata dentro apposite cabine, distribuite dentro il perimetro dell'area di Impianto, all'interno delle quali saranno collocati trasformatori in grado di innalzare la tensione da BT a MT a 36 kV. Successivamente l'energia prodotta sarà trasportata, tramite cavidotto interrato alla cabina di consegna 36 kV, allo stesso modo, come indicato nel Testo integrato delle connessioni attive trasmessa da Terna S.p.A. (di seguito "Terna"), il collegamento tra la cabina di consegna e la nuova Stazione Elettrica di trasformazione (SE) (quest'ultima non è oggetto del presente progetto), avverrà in cavidotto interrato seguendo il percorso indicato e meglio esplicitato nei prossimi paragrafi.

2. Definizioni

Distributore: Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure di distribuzione di cui è proprietaria.

Dispositivo Di Generatore (DDG): Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

Dispositivo Di Interfaccia (DDI): Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

Dispositivo Generale di utente (DG): Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

Impianto di rete per la connessione: La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

Impianto di utenza per la connessione: La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;

Impianto per la connessione: L'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

Impianto di utenza: Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

Punto di consegna: Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.

Punto di consegna per utenti attivi: Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Punto di misura: Il punto di misura è il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.

Punto di connessione: Punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.

Utente della rete del distributore (o utente): Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Utente attivo: Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

3. Riferimenti Normativi

I principali riferimenti normativi rispetto all'impianto e ai suoi componenti sono:

- [1] Allegato A.70 e A.72 del Codice di Rete di Terna;
- [2] CEI 11-27: "Lavori su impianti elettrici";
- [3] CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- [4] CEI 99-5: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- [5] CEI-UNEL 35023 "Cavi di energia per tensione nominale U uguale a 1 kV – Cadute di tensione"
- [6] CEI-UNEL 35024 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria"
- [7] CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata. Parte 1: prescrizioni comuni"
- [8] CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione";
- [9] CEI EN 62305 (serie) "Protezione contro i fulmini";
- [10] CEI 121-5 "Guida alla normativa applicabile ai quadri elettrici di bassa tensione e riferimenti legislativi"
- [11] Norma CEI 82-16 (CEI EN 61829) "Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V"
- [12] CEI 64-14 "Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori";
- [13] Circolare VV.F. n.1324 del 07/02/2012 – Guida all'installazione degli impianti fotovoltaici
- [14] D.M. 04/07/2019 - Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione;
- [15] ARERA (Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente): Delibere di Settore e Documenti per la Consultazione.
- [16] Norma CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- [17] CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): "impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- [18] CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- [19] Norma CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo";
- [20] Norma CEI 11-18: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Dimensionamento degli impianti in relazione alle tensioni";
- [21] CEI 20-19 Cavi isolanti in gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- [22] CEI 20-20 Cavi isolanti con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- [23] CEI 20-21 Portata dei cavi in regime permanente.
- [24] CEI 20-24 Giunzioni e terminazioni per cavi energia;
- [25] CEI 20-33 Giunzioni e terminazioni per cavi energia a tensione U₀/U non superiore a 600/1000V in corrente alternata e 750V in corrente continua;
- [26] CEI 20-35 Prove sui cavi elettrici sottoposti al fuoco;

- [27] CEI 20-36 Prova di resistenza al fuoco dei cavi elettrici;
- [28] CEI 20-37 Prove sui gas emessi durante la combustione dei cavi elettrici;
- [29] CEI 20-38 Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi;
- [30] Norma CEI 211-6: "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;
- [31] Norma CEI 211-4: "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- [32] CEI 70-1 Gradi di protezione degli involucri — classificazione;
- [33] Norma CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria";
- [34] Norma CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature correnti di ingresso 16 A per fase);
- [35] Norma CEI EN 60556-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- [36] Norma CEI 61439-1-2-3: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)";
- [37] Norma CEI EN 60445: individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- [38] Norma CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- [39] Norma CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- [40] Norma CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- [41] Norma CEI 81-4; Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- [42] Norma CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- [43] Norma CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 4611990;
- [44] Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 Va corrente continua";
- [45] Norma CEI EN 61724: "Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati";
- [46] Norma IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- [47] D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 TESTO UNICO SULLA SALUTE E SICUREZZA SUL LAVORO - Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.
- [48] D.lgs. 3 agosto 2009, n. 106 - Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- [49] Legge 1.03.1968 n. 186: 'Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchine, installazione di impianti elettrici ed elettronici';
- [50] Legge 8.10.1977 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";
- [51] DM 22 gennaio 2008, n. 37 - Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- [52] Direttiva 2014/35/UE, recepita dal D. Lgs. n.86 del 19 maggio 2016: 'Direttiva Bassa Tensione';
- [53] Norma CEI 70-1 Gradi di protezione degli involucri - classificazione;
- [54] European Commission, Integrated Pollution Prevention and Control, Draft Reference Document and Best Available Techniques for Energy Efficiency, March 2008;
- [55] DM 10.4.1984: "Eliminazione dei radiodisturbi";

- [56] Le prescrizioni e indicazioni del locale comando Vigili del Fuoco e delle autorità locali;
- [57] Le prescrizioni e indicazioni di e-distribuzione o dell'ente locale distributore dell'energia elettrica, per quanto di loro competenza nei punti di consegna;
- [58] Eventuali prescrizioni o specifiche del committente.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

4. Localizzazione dell'impianto FV

L'area di studio si colloca rispettivamente nel settore Sud-Est della Provincia di Trapani, ovvero nel Comune di Trapani e di Paceco, per una superficie interessata di circa 124 ettari.

Il territorio interessato dalla realizzazione dell'impianto risulta essere seminativo in aree non irrigue destinato prevalentemente alla produzione di cereali autunno/vernini tipiche delle zone agricole dell'area. Il territorio interessato alla realizzazione dell'impianto è classificato come "Zona Agricola" secondo il vigente strumento urbanistico. Per maggior delucidazioni si rimanda alla consultazione del Certificato di Destinazione Urbanistica presente nella documentazione Amministrativa, allegata al progetto.

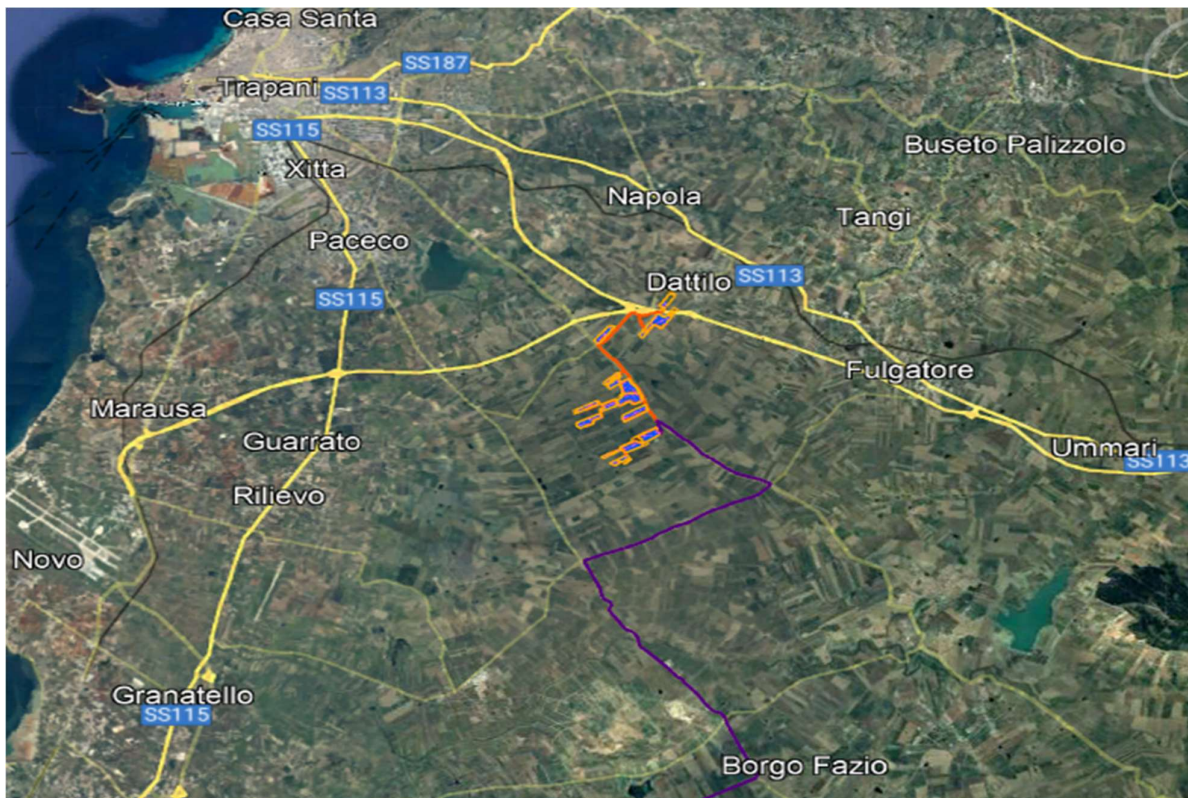


Figura 1- Inquadramento delle aree di progetto

5. Dati di progetto

L'impianto agrovoltaico in oggetto sarà composto da un totale di 95.060 moduli fotovoltaici, suddivisi in 12 sottocampi, in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale di potenza nominale di 705 W ciascuno, con una potenza di picco del generatore di 67.017,30 kWp, una potenza nominale degli inverter di 60.160 kWp e di immissione di 54.600 kW. L'inseguitore solare sarà del tipo monoassiale, in particolare di tipo mono assiale nord-sud "2-in-portrait",

Le simulazioni effettuate hanno dimostrato che il sistema scelto restituisce la maggiore producibilità di energia elettrica, in relazione alla specifica posizione e area occupata (per forma e dimensione) dall'impianto.

La scelta dei moduli fotovoltaici è ricaduta su quelli che al momento garantiscono, a parità di resa, la potenza nominale maggiore. Questo perché dalle simulazioni è emerso anche che con moduli più potenti si riusciva ad ottimizzare l'occupazione degli spazi.

Si è passati quindi a definire il rapporto tra generatore fotovoltaico (somma delle potenze nominali a standard test condition dei moduli) e uscita dei convertitori dc/ac. Il rapporto Pdc/Pac è stato scelto poco più alto di 1 visti i risultati delle simulazioni e le curve di rendimento degli inverter.

L'area dell'impianto è suddivisa in 12 sottocampi, dove ad ognuno di essi è assegnata una o più cabine dedicate. Il dimensionamento delle stringhe è avvenuto in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore degli inverter e nello stesso tempo di ottimizzarne la quantità.

Il dimensionamento dei sottocampi tiene conto:

- Della conformazione territoriale delle aree,
- Della dimensione delle zone una volta recintate,
- Della destinazione agricola

Cercando di fare sottocampi più o meno omogenei per potenza, sempre che le zone del campo lo permettessero, considerando che le stringhe saranno tutte composte da 28 pannelli in serie abbiamo ottenuto sottocampi con una media di 6 inverter a cabina.

Nella tabella seguente sono riportate la suddivisione delle stringhe e pertanto dei pannelli per ogni sottocampo e la cabina di riferimento.

CAMPO	CAB.	CONFIGURAZIONE STRINGHE INVERTER			NR TOT. INVERTER CABINA	NUMERO TOTALE STRINGHE CABINA	POT. TOT. MODULI kWp	POT. TOT. INVERTER kW	TAGLIA TRASFORMATORE kVA
		18	19	20					
1	1.1	5			5	90	1776,60	1600	2000
2	2.1	2			2	36	710,64	640	1250
	2.2	6			6	108	2131,92	1920	2500
	2.3	5			5	90	1776,60	1600	2000
	2.4	6			6	108	2131,92	1920	2500
	2.5	4			4	72	1421,28	1280	1600
3	3.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	3.2	5			5	90	1776,60	1600	2000
4	4.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	4.2	6			6	108	2131,92	1920	2500
5	5.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	5.2	4			4	72	1421,28	1280	1600
	5.3	7			7	126	2487,24	2240	3150
	5.4	7			7	126	2487,24	2240	3150
	5.5	7			7	126	2487,24	2240	3150
	5.6	6			6	108	2131,92	1920	2500
	5.7	6			6	108	2131,92	1920	2500
6	6.1	5			5	90	1776,60	1600	2000
	6.2	4			4	72	1421,28	1280	1600
7	7.1	8			8	144	2842,56	2560	3150
8	8.1		3		3	57	1125,18	960	1250
	8.2	4			4	72	1421,28	1280	1600
	8.3	6			6	108	2131,92	1920	2500
9	9.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	9.2	6			6	108	2131,92	1920	2500
	9.3	7			7	126	2487,24	2240	3150
10	10.1	7			7	126	2487,24	2240	3150
	10.2	7			7	126	2487,24	2240	3150
	10.3	6			6	108	2131,92	1920	2500
11	11.1	7			7	126	2487,24	2240	3150
	11.2	5			5	90	1776,60	1600	2000
	11.3	5			5	90	1776,60	1600	2000
	11.4	3			3	54	1065,96	960	1250
12	12.1	1		4	5	98	1934,52	1600	2000

SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

Tabella 1 - Configurazione impianto

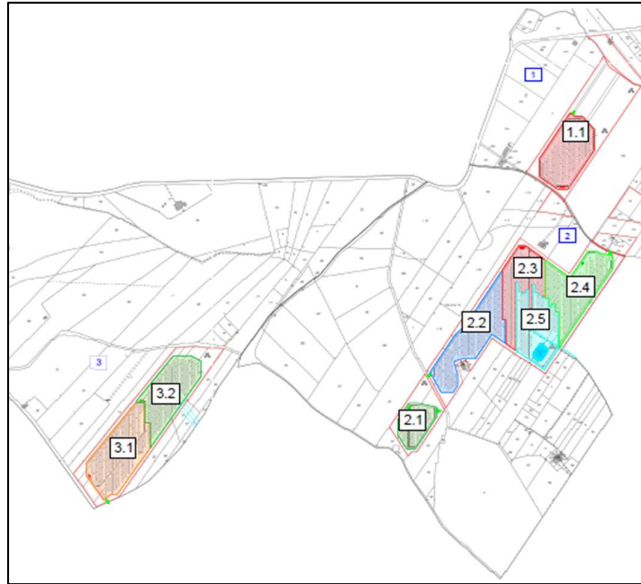


Figura 2 - Layout dell'impianto sottocampi parte 1

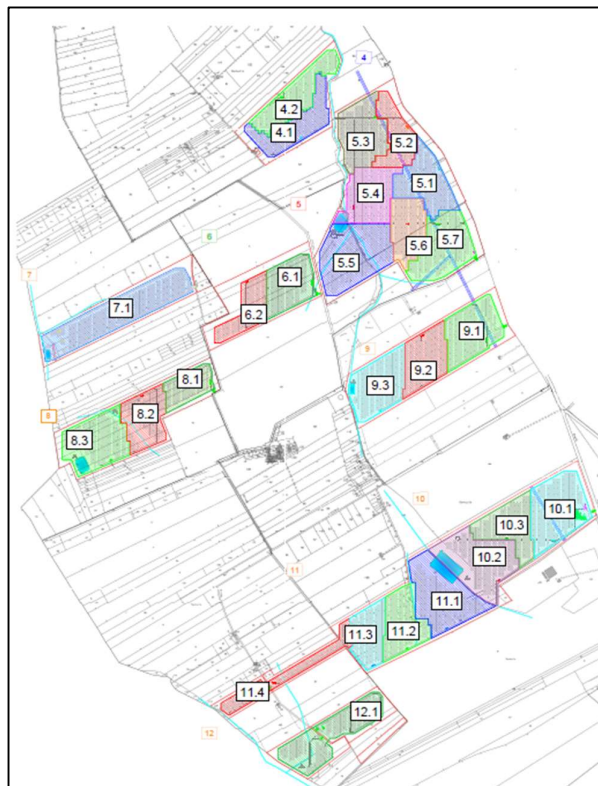


Figura 3- Layout dell'impianto parte 2

6. Producibilità dell'impianto

6.1 Premessa sulla produzione elettrica dell'impianto

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto. L'analisi di producibilità è stata realizzata considerando l'impianto un'unica unità produttiva caratterizzata da una configurazione omogenea su tutto l'impianto.

Si rimanda alla "relazione tecnica di producibilità" dell'impianto per meglio comprendere quali accorgimenti progettuali sono stati attuati per definire la producibilità dello stesso. Per completezza si riporta di seguito i risultati principali dell'analisi effettuata mediante il programma di calcolo Pvsystem.

La stima di produzione di energia elettrica in un anno è pari a 133,4186 GWh.

Le analisi sono state effettuate utilizzando il software PVsyst V4.7.2. La somma delle potenze nominali degli inverter installati è 25,22 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari a 1,01

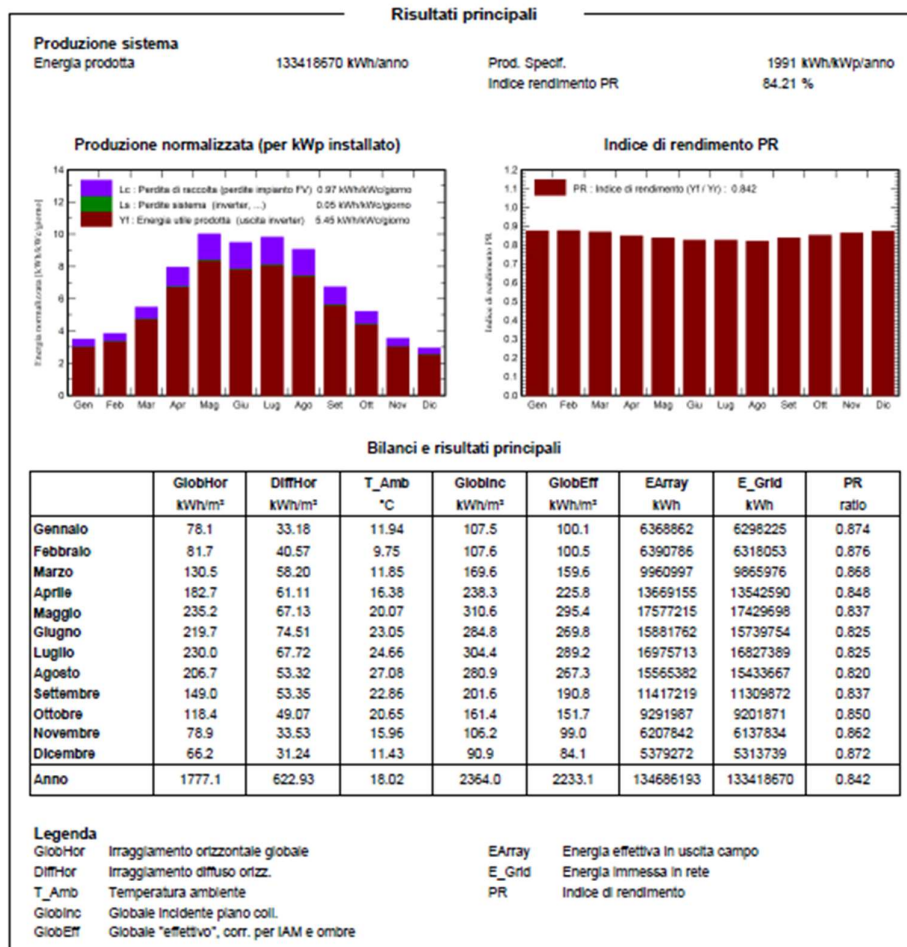


Figura 4 - Risultati di produzione dell'impianto fotovoltaico

7. Descrizione tecnica generale dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è costituito dai seguenti macro componenti:

- Moduli fotovoltaici:

i moduli fotovoltaici, comunemente chiamati anche pannelli, sono dispositivi optoelettronico, composto da celle fotovoltaiche, in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica mediante l'effetto fotovoltaico. L'insieme dei moduli di un impianto fotovoltaico costituisce il generatore di corrente, e quindi di energia, di tale impianto.

I moduli FV sono collegati tra loro in un certo numero in serie, per formare la cosiddetta stringa. Le stringhe di moduli sono a loro volta collegate all'inverter, eventualmente in configurazione di parallelo.

Esso risulta essere costituito da:

- modulo monocristallino
- Tecnologia N TOPCon 132-semicelle,
- Tipologia bifacciale
- Potenza nominale STC: 705 Wp.
- Modello di riferimento: marca CanadianSolar modello TOPBiHiKu7 tipo CS7N-705TB-AG

- Strutture di supporto:

sono le strutture metalliche infisse al suolo che permettono il montaggio fisico dei moduli fotovoltaici.

Per permettere il massimo irraggiamento dei moduli sono ovviamente rivolte verso la fonte solare, e saranno di tipo "ad inseguimento solare", in particolare di tipo mono assiale nord-sud "2-in-portrait".

Il sistema di controllo è basato su l'inseguimento del sole tramite un orologio astronomico che ne restituisce la posizione esatta durante tutto l'anno. Inoltre, è implementato un algoritmo di back-tracking, ovvero la capacità degli inseguitori di fermarsi ed eventualmente tornare indietro quando le ombre di una fila colpiscono la fila successiva.

La struttura sarà composta da sottostrutture accoppiate tra loro, ognuno delle quali componente una stringa di 28 moduli. La distanza tra le file sarà di 10 metri, distanza che ottimizza nell'arco dell'anno la produzione di energia rispetto alle ombre che inevitabilmente andranno ad interessare la superficie captante. Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere fatta una scelta diversa, pur mantenendo, nel possibile, le stesse caratteristiche tecniche.

- Inverter:

gli inverter fotovoltaici sono convertitori elettronici di potenza capaci di convertire l'energia elettrica sottoforma di corrente continua in energia elettrica sottoforma di corrente alternata.

In questo caso si è scelto di utilizzare gli inverter di stringa di marca Sungrow e tipo "SG350HX" con potenza nominale di uscita pari a 320 kW e tensione di servizio di uscita pari a 800 Vac. Tali macchine presentano 12 ingressi MPPT, ognuno dei quali ha la possibilità di collegare due stringhe in parallelo.

Ne saranno installati 188 per una potenza nominale dell'impianto pari a 60.160 kW.

Ogni inverter, per le scelte progettuali che saranno illustrate in seguito, avrà in ingresso dalle 18 alle 20 stringhe. Questo fa sì che la potenza in ingresso agli inverter sarà rispettivamente di 355,32 kWp e di 394,80kWp.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere fatta una scelta diversa, pur mantenendo, nel possibile, le stesse caratteristiche tecniche.

- Cabine elettriche:

Le cabine elettriche di campo sono i fabbricati destinati ad alloggiare il quadro di bassa tensione di parallelo degli inverter di un determinato sottocampo.

Inoltre, al loro interno vi saranno il trasformatore di potenza BT/MT (sempre relativo a quel sottocampo) ed il relativo quadro di media tensione.

Visto le taglie dei trasformatori reperibili nel mercato e la loro gestione si è scelto di non superare la taglia massima di 3.150 kVA.

Si è deciso di utilizzare cabine con un unico trasformatore BT/MT, distribuendole in modo omogeneo su tutto il campo. Si è perciò ottenuto 12 sottocampi separati, in cui complessivamente sono presenti 35 cabine, nelle quali afferiscono mediamente 5 inverter.

Le cabine saranno equipaggiate di un quadro BT che avrà tanti interruttori (o fusibili) di ingresso quanti saranno gli inverter afferenti alla cabina e un interruttore generale che fungerà anche da protezione del trasformatore. Tutti gli interruttori, così come il quadro nella sua interezza, dovranno avere tensione di lavoro pari a quella degli inverter (800 Vac) e quindi adeguate tensioni di isolamento. Tutti gli interruttori, così come il quadro, dovranno altresì avere correnti di corto circuito adeguate al trasformatore installato. In particolare, i quadri BT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 800 Vac
- Tensione di isolamento: 1000 Vac
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Tensione di prova: 2kV

Ovviamente anche i quadri di media tensione dovranno avere caratteristiche elettriche (in termini di tensioni e correnti) tali per cui possano essere installati nelle loro posizioni.

In particolare, i quadri MT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 36 kV
- Tensione di isolamento: 36/70/170 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Corrente nominale: 3150 A
- Corrente c.c. Arc proof: 31.5 kA x 1 s
- Corrente c.c. (3 s): 31.5 kA x 3 s

Le cabine sono collegate tra loro tramite una rete ad anello che parte dalla cabina MT-A in AT 36 kV posta in prossimità del sottocampo 10 per poi interconnettere alla rete tutti i sottocampi.

Per meglio comprendere il sistema di collegamento complessivo dell'impianto si rimanda alle tavole di progetto che qui di sotto è riportato per completezza:

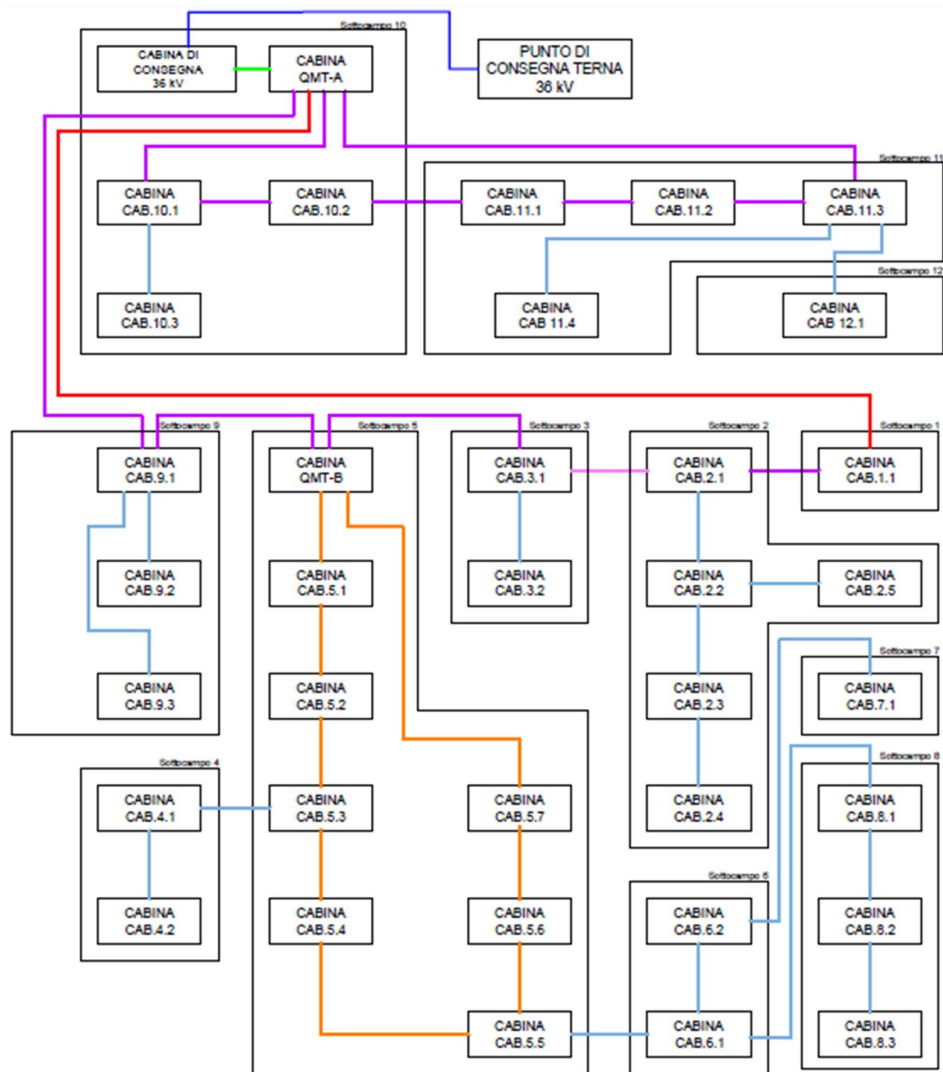


Figura 5 - Collegamento Cabine

Ogni cabina sarà configurata rispettivamente, con:

- Uno stallo per la ricezione della linea
- Uno stallo per la gestione del trasformatore di cabina
- Eventuali stalli per la ripartenza della linea MT verso altre cabine.

I trasformatori MT/BT sono del tipo trifase a secco, per installazioni d'interno, con avvolgimenti inglobati e colati sottovuoto con resina epossidica caricata.

In particolare, i trasformatori MT/BT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale primaria: 30 kV
- Tensione nominale secondaria: 800 V
- Tensione di corto circuito: 6% / 8%
- Frequenza nominale: 50 / 60 Hz

- Gruppo vettoriale: Dyn11

- Cavi di collegamento

I moduli fotovoltaici, in uscita dalla Junction Box posta sul retro, sono dotati di cavi solari da 4mm², attestati con connettori MC Multi-Contact; pertanto, il cablaggio tra due moduli è realizzato tramite gli stessi cavi di collegamento dei moduli; si formano poi delle stringhe che sono collegate agli inverter con cavi unipolari da 10 mm² H1Z2Z2-K.

I collegamenti BT tra inverter e quadro di parallelo sono realizzati tramite cavi in alluminio ARE4EX.

Per una migliore comprensione delle sezioni e dei tipi di conduttori utilizzati per i collegamenti tra le varie apparecchiature presenti nell'impianto, dal campo fotovoltaico al punto di consegna, si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

8. Opere di rete

Le opere di rete come, sono tutte le opere elettriche e civili che servono al collegamento del campo fotovoltaico al punto della rete elettrica nazionale individuato dal gestore di rete in fase di preventivazione. Tali opere saranno esplicitate nella relativa relazione allegata al progetto.

Come già detto in premessa, visto l'alta potenza nominale dell'impianto, più alta di 10 MW, la connessione alla rete nazionale è fatta direttamente alla rete di alta tensione.

Nel nostro caso la soluzione tecnica del gestore della rete prevede la connessione dell'impianto verso una nuova Sottostazione Elettrica, non oggetto del presente appalto, mediante un elettrodotto interrato.

Sia gli elettrodotti interni sia quelli esterni al campo FV, che sono percorsi dall'energia elettrica prodotta dal campo, sono eserciti a 36 kV e costituiti da appositi cavi AT che garantiscono la tenuta ai livelli di isolamento.

Nella figura sottostante è riportato il percorso dell'elettrodotto di connessione l'individuazione. La nuova stazione oltre a permettere l'immissione in rete della suddetta energia, costituirà anche il centro di raccolta di eventuali future ulteriori iniziative di produzione di energia da fonte rinnovabile; la progettazione dell'opera dovrà tenere in considerazione di tutti gli indicatori sociali, ambientali e territoriali, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

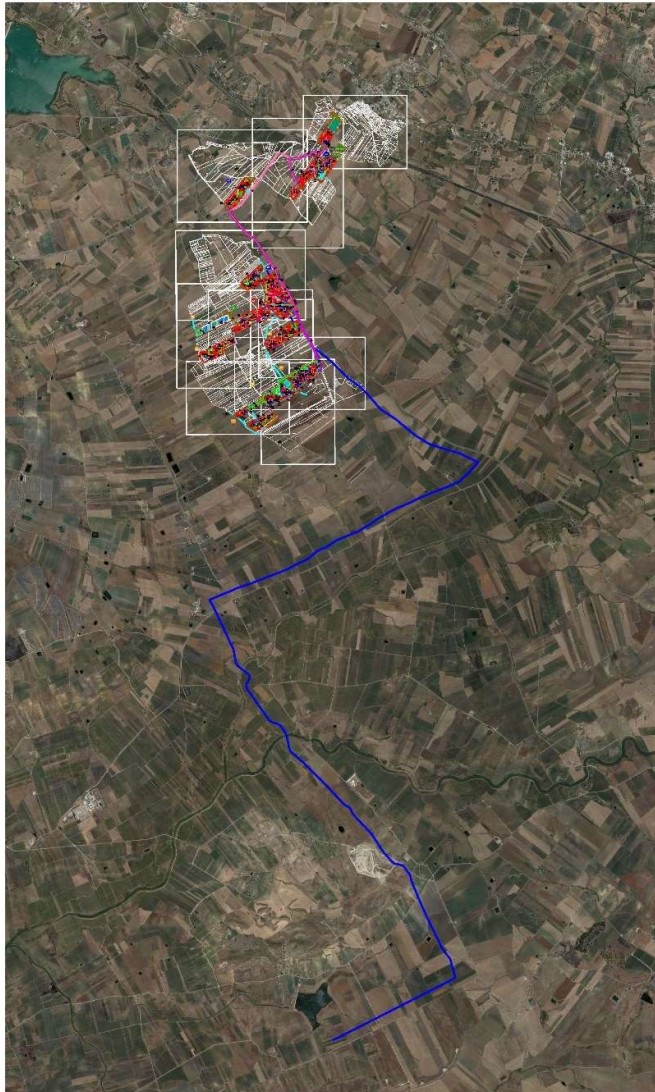


Figura 6 - Individuazione dell'area di intervento e percorso di connessione su foto aerea

9. Elettrodotti impianto

Gli elettrodotti interni all'area dell'impianto saranno:

- Elettrodotto AT 36kV di collegamento nuova SE Terna → Cabina di consegna QMT-A
- Elettrodotto AT 36kV di collegamento cabine di gestione QMT-A e QMT-B → cabine di campo MT/BT
- Elettrodotti BT 800 Vac di collegamento cabine di campo MT/BT → inverter
- Elettrodotti DC 1500 Vdc di collegamento inverter → stringhe

Le principali caratteristiche elettriche per ciascuna terna sono le seguenti:

- Tensione nominale 36 kV in corrente alternata;
- Frequenza nominale 50 Hz;
- corrente nominale 1000 A;
- Sezione nominale del conduttore 630 mm²;

La tipologia di posa standard definita da TERNA, prevede la posa in trincea, con disposizione dei cavi a "Trifoglio" o in "Piano" (per l'elettrodotto in cavo interrato in esame è prevista la posa a "trifoglio"), secondo le modalità riportate nel tipico di posa contenuto nell'elaborato Caratteristiche Tecniche dei Componenti (Doc. n. E V 23051C1 B EX 00007), di cui sintetizziamo gli aspetti caratteristici:

I cavi saranno posati ad una profondità standard di -1,6 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca.. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A.

Ulteriori lastre saranno collocate sui lati dello scavo, allo scopo di creare una protezione meccanica supplementare.

La restante parte della trincea sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto, di idonee caratteristiche. Nel caso di passaggio su strada, i ripristini della stessa (sottofondo, binder, tappetino, ecc.) saranno realizzati in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni degli enti proprietari della strada (Comune, Provincia, ANAS, ecc.).

I cavi saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra delle lastre di protezione. Ulteriore segnalazione sarà realizzata mediante la posa di nastro monitore da posizionare a circa metà altezza della trincea.

Nel caso in cui la disposizione delle guaine sarà realizzata secondo lo schema in "Single Point Bonding" o "Single Mid Point Bonding", insieme al cavo alta tensione sarà posato un cavo di terra 1x 240 mm² CU. All'interno della trincea è prevista l'installazione di n°1 Tritubo Ø 50 mm entro il quale potranno essere posati cavi a Fibra Ottica e/o cavi telefonici/segnalamento.

In alternativa a quanto sopra descritto e ove necessario, sarà possibile la messa in opera con altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicolo, secondo le modalità riportate nel tipico di posa, elaborato Caratteristiche Tecniche dei Componenti (Doc. n. E V 23051C1 B EX 00007). Ulteriori soluzioni, prevedono la posa in tubazione PVC della serie pesante, PE o di ferro. Di seguito è riportata la sezione tipica di scavo.

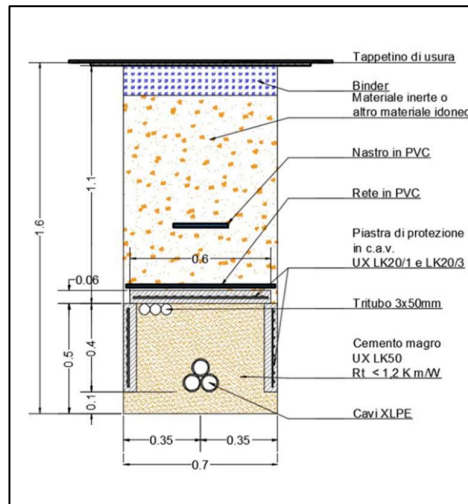


Figura 7 - Sezione tipica di posa per una terna a 145 kV

Il tratto di elettrodotto AT di collegamento dalla cabina di consegna QMT-A del produttore alle cabine di campo MT/BT sarà interrato e costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in rame, isolante in HEPR, schermatura Mediante Fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale. Le principali caratteristiche elettriche per ciascuna terna sono le seguenti:

- Tensione nominale 26/45 kV in corrente alternata;
- Frequenza nominale 50 Hz;
- Corrente nominale della tipologia massima necessaria 885 A;
- Tipo di cavo RG16H1R12 26/45 kV
- Sezione nominale del conduttore 630 mm²;

I cavi saranno posati ad una profondità standard di almeno 1,5 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca. . I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40 e saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra del corrugato.

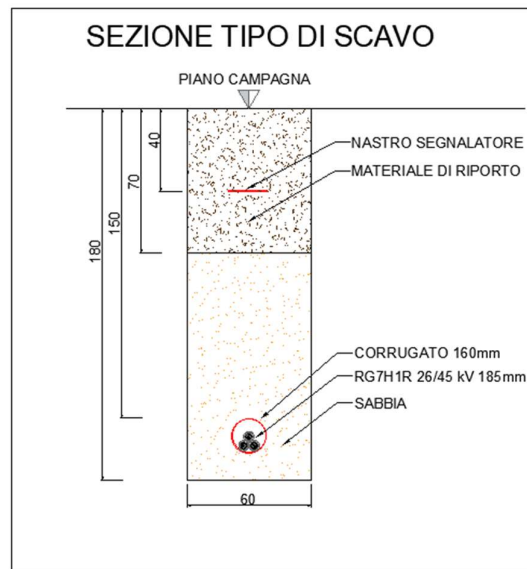


Figura 8: Tipologico scavo per terna di cavi 36 kV

I tratti di elettrodotto BT 800 Vac di collegamento cabine di campo → inverter saranno interrati e costituiti da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene.

Le principali caratteristiche elettriche per ciascuna terna sono le seguenti:

- Tensione nominale 800 V in corrente alternata;
- Frequenza nominale 50 Hz;
- Corrente nominale massima 405 A;
- Tipo di cavo ARE4EX 0,6/1 kV
- Sezione nominale del conduttore 240 mm²;

I cavi saranno posati ad una profondità standard di almeno 0,90 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca.. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, e saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra del corrugato.

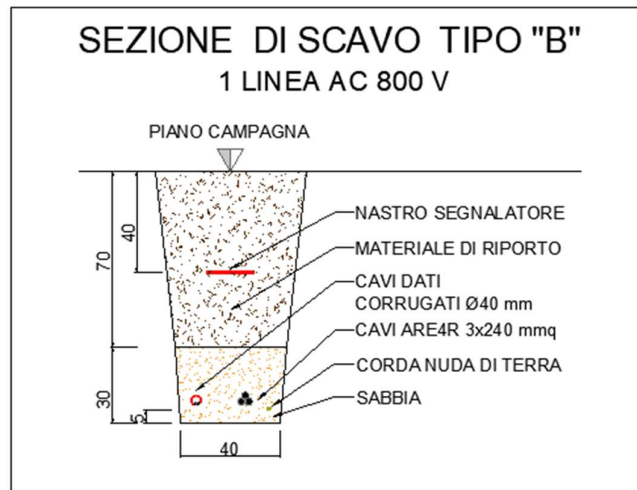


Figura 9: Tipologico scavo per terna di cavi 800 Vac

I tratti di elettrodotto DC 1500 Vdc di collegamento tra gli inverter e le loro stringhe interrati e costituiti da coppie di cavi solari con conduttore in rame, isolante in elastomero reticolato di qualità Z2 e guaina in elastomero reticolato di qualità Z2. Le principali caratteristiche elettriche per ciascuna terna sono le seguenti:

- Tensione nominale 1500 V in corrente continua;
- Corrente nominale massima 20 A;
- Tipo di cavo H1Z2Z2-K 1800 Vdc
- Sezione nominale del conduttore 6/10 mm²;

I cavi saranno posati all'interno di corrugati ad una profondità standard di almeno 0,8 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, inoltre saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra del corrugato.

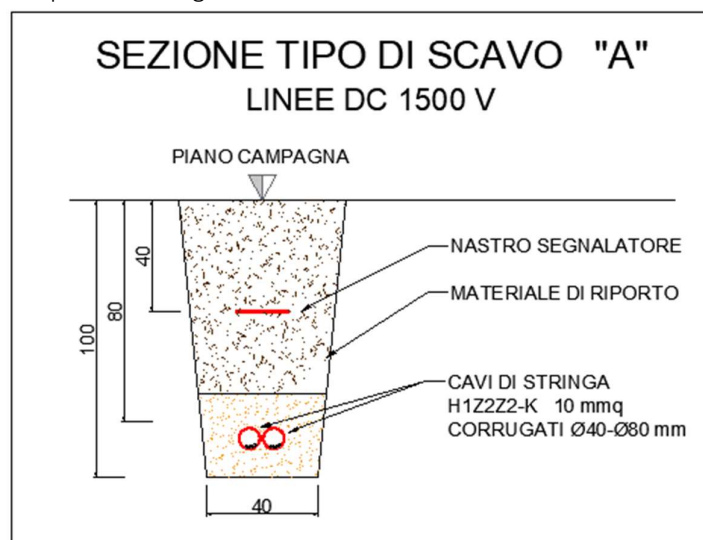


Figura 10: Sezione tipica di posa per cavi 1500 Vdc

Sotto è riportata la tabella riepilogativa degli scavi necessari divisi per tipologia e riportante le lunghezze totali e i volumi totali di scavo, si rimanda alla tavola relativa agli scavi per una meglio comprensione degli scavi:

10. Sottosistemi a servizio dell'impianto fotovoltaico

10.1 Generalità

Le opere riguarderanno essenzialmente i seguenti sottosistemi:

- Distribuzione elettrica
- Impianto antintrusione e videosorveglianza
- Impianto di illuminazione
- Impianto di terra

10.2 Impianti BT a servizio dei sottocampi **Distribuzione elettrica**

Le tubazioni per il contenimento delle linee posate interrate, ove necessario, dovranno essere realizzate in polietilene ad alta densità, flessibile, resistente allo schiacciamento. I tubi impiegati dovranno essere realizzati con due strati, uno esterno corrugato e l'altro interno liscio. Le tubazioni interrate dovranno essere prive di giunzioni e quindi provenienti da bobine. Nel caso in cui la tipologia installativa richieda l'effettuazione di giunzioni, queste dovranno essere eseguite con appositi manicotti prodotti dalla stessa casa costruttrice delle tubazioni. Per i cavidotti interrati, saranno compresi gli oneri di scavo e segnalazioni di sicurezza.

Per la realizzazione degli impianti a vista all'interno delle cabine, potranno essere utilizzate canalizzazioni in tubo a vista in PVC autoestinguente di tipo rigido conformi alla norma CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) e CEI EN 50086-2-1 (CEI 23-54), con raccordi flessibili delle stesse caratteristiche e corredato di cassette di derivazione IP55 apribili con attrezzo e custodie di apparecchiature per installazione a parete, anch'esse realizzate in materiale autoestinguente e certificate dal costruttore per la resistenza alla prova con filo incandescente a 850°C.

Le tubazioni saranno fissate a parete od a soffitto con appositi supporti a scatto o a collare ad intervalli non superiori a 50cm; nelle variazioni di direzione o nel raccordo con custodie per apparecchiature e cassette di derivazione, dovranno essere impiegati unicamente accessori certificati dal costruttore per l'ottenimento del grado di protezione necessario alle condizioni d'installazione; non è ammessa la successione di più curve (max 180 gradi) senza l'interposizione di scatole di derivazione.

Il diametro interno dei tubi dovrà essere pari ad almeno 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei conduttori in esso contenuti.

Gli accessori delle tubazioni rigide alle scatole, e/o le derivazioni dei canali e dei quadri, dovranno essere realizzati mediante la interposizione di appositi pressa-tubi o raccorderia adeguata.

Per i cavidotti interrati, saranno compresi gli oneri di scavo e segnalazioni di sicurezza, che verranno desunti dalle indicazioni tecnico economiche del computo metrico. La derivazione delle tubazioni dalle canalizzazioni o dalle scatole di distribuzione, dovrà essere realizzata in modo tale da garantire sempre il raggio minimo di curvatura del conduttore che comunque, non dovrà mai essere inferiore a 5 volte il diametro del cavo o del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuto.

Nelle variazioni di direzione o nella derivazione dalle canalizzazioni di distribuzione, dovranno essere impiegati unicamente accessori certificati dal costruttore al fine di garantire la continuità del collegamento equipotenziale di terra e l'ottenimento del grado di protezione, i cavi posati nei tubi o condotti devono risultare sempre sfilabili e re-infilabili. La struttura elettrica principale del campo precede l'installazione di 35 cabine di tipo shelter destinati ad alloggiare: **Quadro di media tensione, Quadro di bassa tensione, Trasformatore potenza BT/MT**

Nel complesso si è ottenuto 12 sottocampi separati, ognuno dei quali afferisce ad una o più cabine.

Cercando di fare sottocampi più o meno omogenei per potenza, sempre che le zone del campo lo permettessero, abbiamo ottenuto sottocampi con una media di 6 inverter a cabina.

La configurazione dell'impianto è descritta nella sottostante tabella:

CAMPO	CAB.	CONFIGURAZIONE STRINGHE INVERTER			NR TOT. INVERTER CABINA	NUMERO TOTALE STRINGHE CABINA	POT. TOT. MODULI kWp	POT. TOT. INVERTER kW	TAGLIA TRASFORMATORE kVA
		18	19	20					
1	1.1	5			5	90	1776,60	1600	2000
2	2.1	2			2	36	710,64	640	1250
	2.2	6			6	108	2131,92	1920	2500
	2.3	5			5	90	1776,60	1600	2000
	2.4	6			6	108	2131,92	1920	2500
	2.5	4			4	72	1421,28	1280	1600
3	3.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	3.2	5			5	90	1776,60	1600	2000
4	4.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	4.2	6			6	108	2131,92	1920	2500
5	5.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	5.2	4			4	72	1421,28	1280	1600
	5.3	7			7	126	2487,24	2240	3150
	5.4	7			7	126	2487,24	2240	3150
	5.5	7			7	126	2487,24	2240	3150
	5.6	6			6	108	2131,92	1920	2500
	5.7	6			6	108	2131,92	1920	2500
6	6.1	5			5	90	1776,60	1600	2000
	6.2	4			4	72	1421,28	1280	1600
7	7.1	8			8	144	2842,56	2560	3150
8	8.1		3		3	57	1125,18	960	1250
	8.2	4			4	72	1421,28	1280	1600
	8.3	6			6	108	2131,92	1920	2500
9	9.1	6			6	108	2131,92	1920	2500
	9.2	6			6	108	2131,92	1920	2500
	9.3	7			7	126	2487,24	2240	3150
10	10.1	7			7	126	2487,24	2240	3150
	10.2	7			7	126	2487,24	2240	3150
	10.3	6			6	108	2131,92	1920	2500
11	11.1	7			7	126	2487,24	2240	3150
	11.2	5			5	90	1776,60	1600	2000
	11.3	5			5	90	1776,60	1600	2000
	11.4	3			3	54	1065,96	960	1250
12	12.1	1		4	5	98	1934,52	1600	2000

SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

Le cabine saranno equipaggiate di un quadro BT che avrà tanti interruttori (o fusibili) di ingresso quanti saranno gli inverter afferenti alla cabina e un interruttore generale che fungerà anche da protezione del trasformatore. Tutti gli interruttori, così come il quadro nella sua interezza, dovranno avere tensione di lavoro pari a quella degli inverter (800 Vac) e quindi adeguate tensioni di isolamento. Tutti gli interruttori, così come il quadro, dovranno altresì avere correnti di corto circuito adeguate al trasformatore installato. In particolare, i quadri BT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	800 Vac
Tensione di isolamento:	1000 Vac
Frequenza nominale:	50 Hz
Tensione di prova:	2kV

Ovviamente anche i quadri di media tensione dovranno avere caratteristiche elettriche (in termini di tensioni e correnti) tali per cui possano essere installati nelle loro posizioni.

In particolare, i quadri MT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	36 kV
Tensione di isolamento:	36/70/170 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Corrente nominale:	3150 A
Corrente c.c. Arc proof:	31.5 kA x 1 s
Corrente c.c. (3 s)	31.5 kA x 3 s

Le cabine sono collegate tra loro tramite una rete ad anello che parte dalla cabina MT-A in AT 36 kV posta in prossimità del sottocampo 10 per poi interconnettere alla rete tutti i sottocampi. Per meglio comprendere il sistema di collegamento complessivo dell'impianto si rimanda alle tavole di progetto che qui di sotto è riportato per completezza:

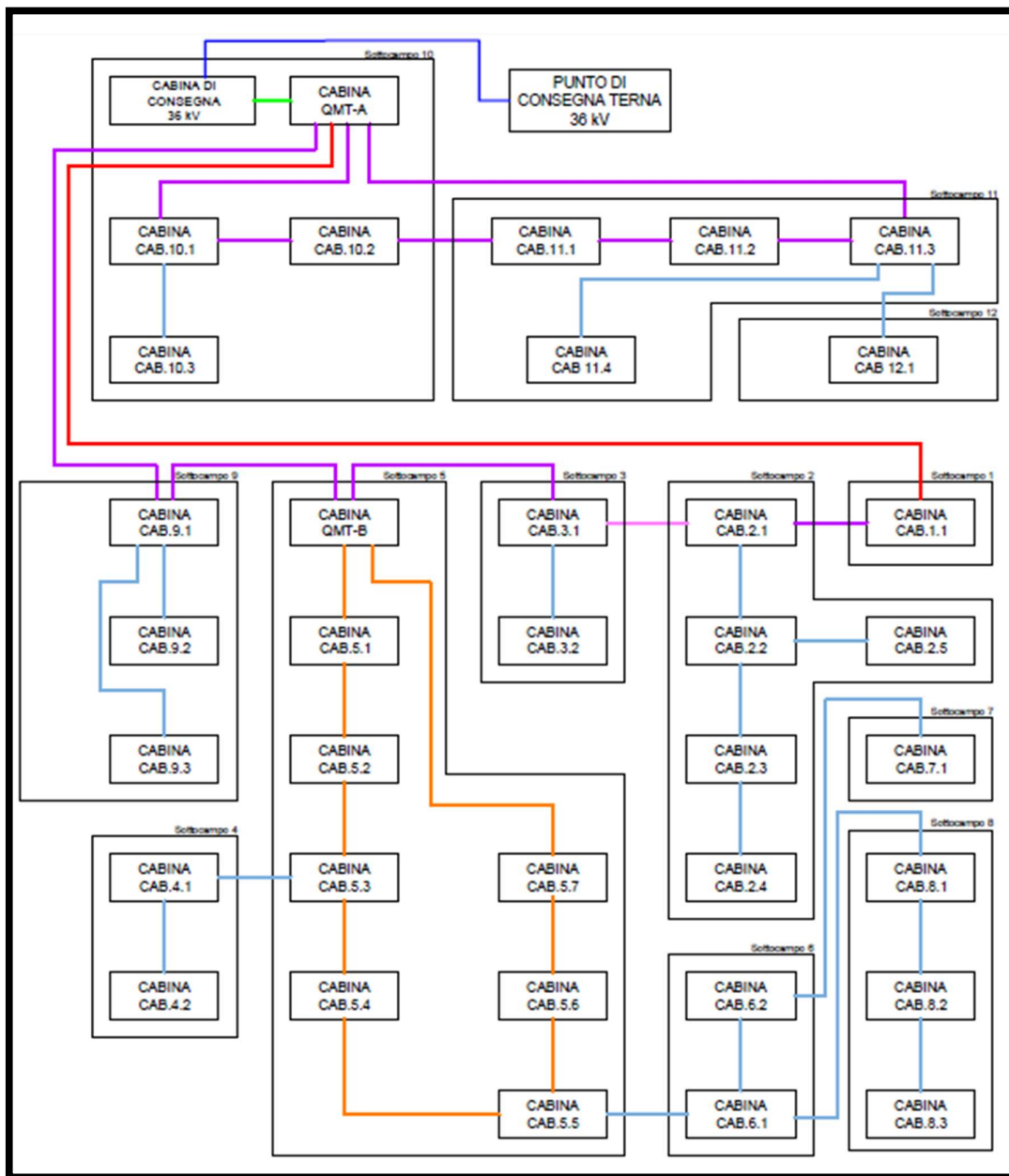


Figura 11: Collegamento delle cabine

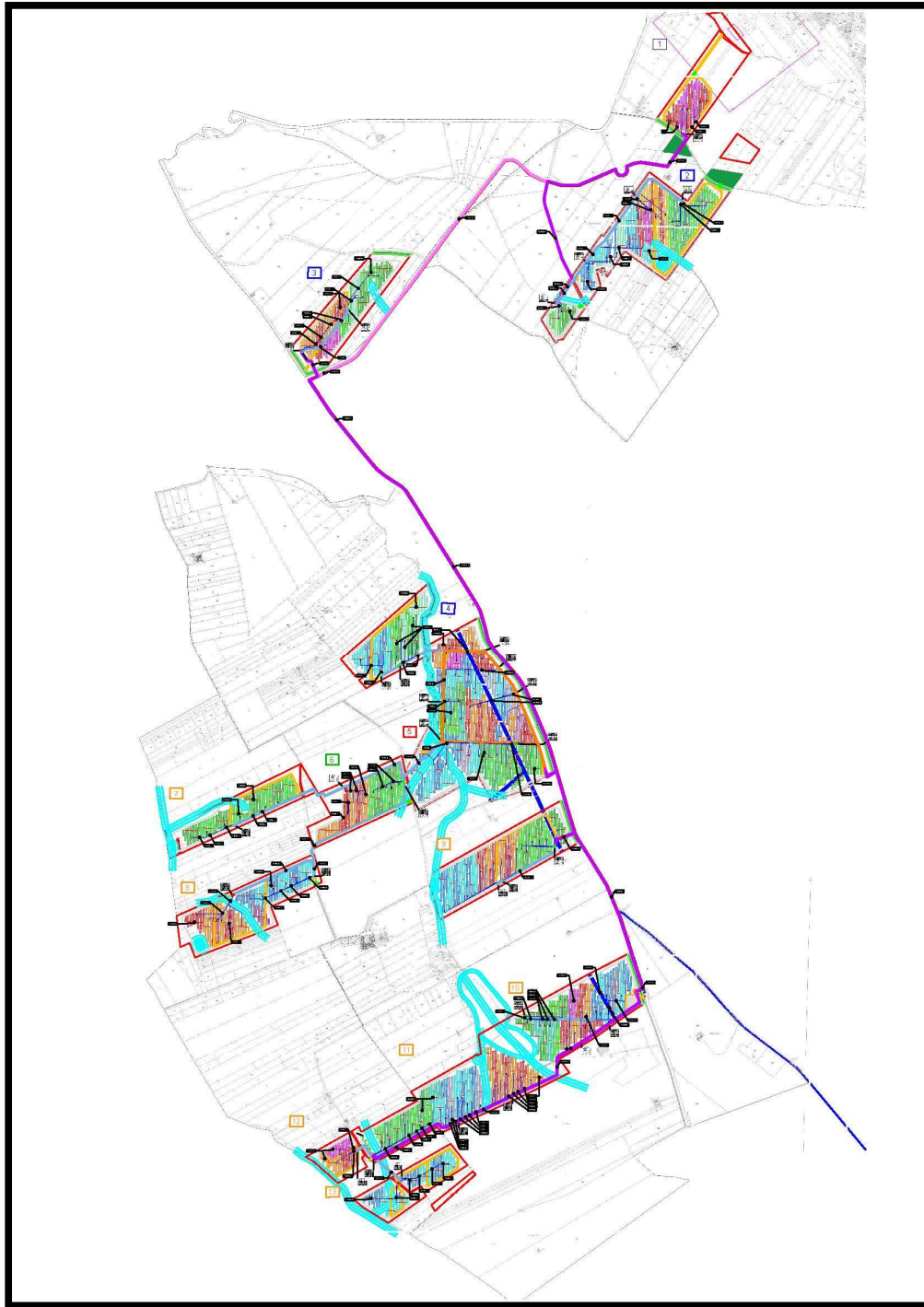


Figura 12: Layout dell'impianto

10.3 Impianto videosorveglianza e antintrusione

Verrà installato un sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva, atta a diminuire e limitare il più possibile i rischi inerenti al furto dei pannelli solari, degli inverter e del rame presente sul sito, limitando così i danni con conseguente perdita di efficienza degli impianti fotovoltaici.

Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini e rilevando:

- La scomparsa o il movimento di oggetti presenti;
- Movimenti sospetti adiacenti all'impianto seguendone i movimenti automaticamente;
- Rilevare targhe di mezzi che transitano vicino agli impianti;
- Registrazione dei volti degli intrusi;
- Invio automatico di allarmi.

All'interno della control room saranno installate tutte le apparecchiature attive per il corretto funzionamento dell'impianto di videosorveglianza ed antintrusione.

Per meglio comprendere l'impianto antintrusione e di videosorveglianza si riportano di seguito gli schemi a blocchi degli impianti:

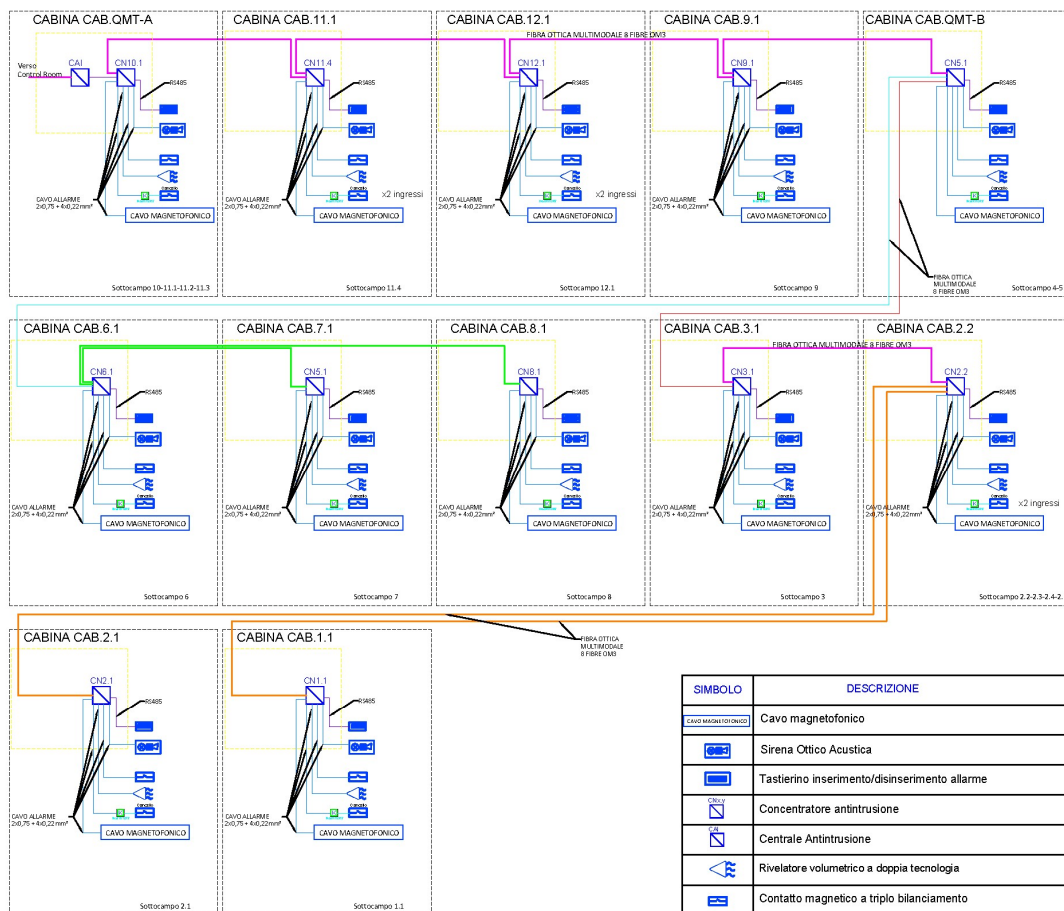


Figura 13 - Schema a Blocchi impianto antintrusione

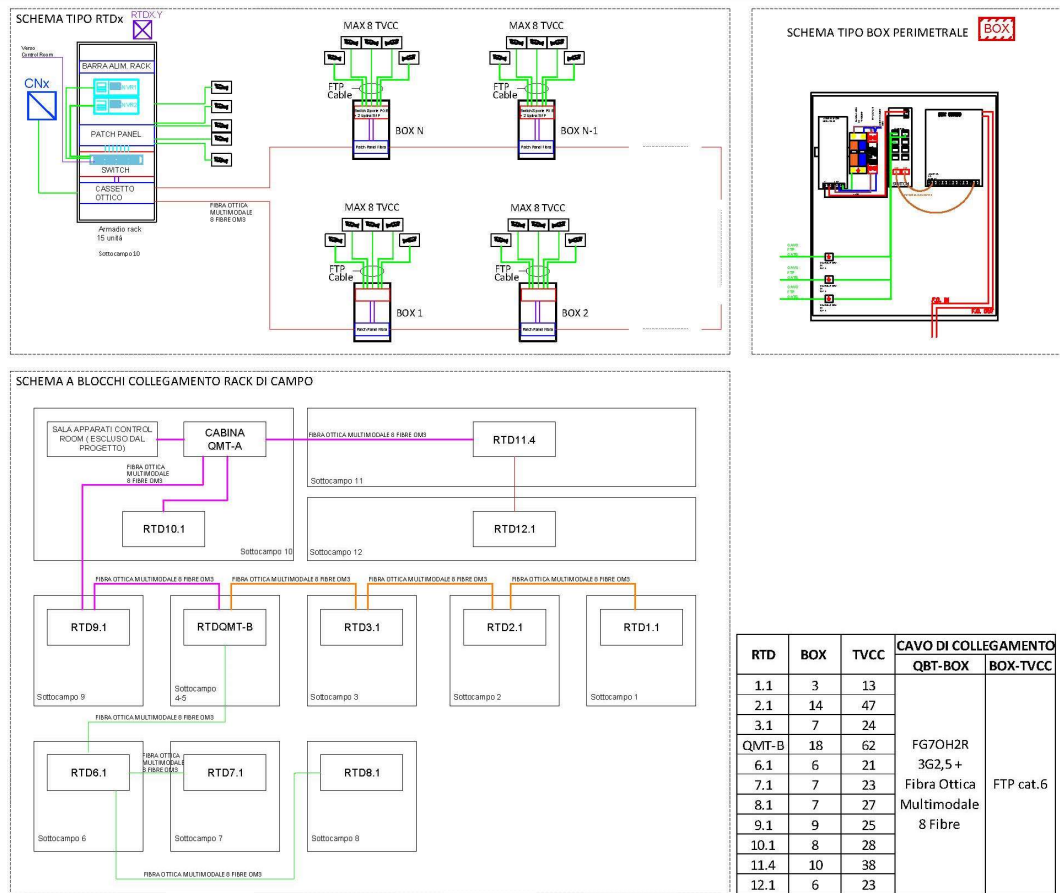


Figura 14 - Schema di funzionamento impianto TVCC

10.4 Impianto di illuminazione

Al fine di progettare un impianto di illuminazione a più basso impatto ambientale, per il risparmio energetico e per prevenire l'inquinamento luminoso, devono essere previste le seguenti prescrizioni:

- Apparecchi che, nella loro posizione di installazione, devono avere una distribuzione dell'intensità luminosa massima per $g \geq 90^\circ$, compresa tra 0,00 e 0,49 candele per 1000 lumen di flusso luminoso totale emesso; a tal fine, in genere, le lampade devono essere recessive nel vano ottico superiore dell'apparecchio stesso;
- Lampade ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa, quali a LED.

All'interno dell'impianto fotovoltaico in esame sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico. I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'apposito elaborato grafico.

10.5 Impianto di messa a terra

L'impianto di terra è il più possibile unico per ogni area recintata, comprendendo di fatto anche più sottocampi. Le cabine elettriche sono dotate di una rete di messa a terra realizzata secondo la vigente normativa, le strutture di sostegno dei moduli sono collegate ad una rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'apposito elaborato grafico.

10.6 Impianti BT a servizio dei sottocampi

E' prevista l'installazione di n.5 contatori trifase da posizionare nelle principali sotto cabine elettriche, in modo tale da gestire gli impianti elettrici a servizio dell'impianto agrivoltaico alla tensione di 400 V.

I dettagli progettuali recinzione sono riportati nell'apposito elaborato grafico.

11. Criteri di dimensionamento dell'impianto

11.1 Dimensionamento delle stringhe in relazione all'inverter

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico valutate in condizioni STC, pari a 67.017 kWp.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, combinato con l'attività di coltivazione agricola, il cui layout elettrico prevede l'utilizzo di inverter multistringa.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici CanadianSolar modello TOPBiHiKu7 tipo CS7N-705TB-AG da 705 Wp, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari 95060, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N_{\text{moduli}} = \frac{P_{\text{n generatore}}}{P_{\text{n modulo}}}$$

dove:

- Pn generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in Wp;
- Pn modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in Wp.

Al fine di massimizzare la producibilità energetica, si è scelto di utilizzare inverter multistringa Sungrow SG350HX, i quali verranno opportunamente dislocati lungo il campo in modo tale da ottimizzare l'estensione delle linee elettriche di bassa tensione:

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- **Condizione 1:** la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- **Condizione 2:** la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- **Condizione 3:** la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- **Condizione 4:** la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{\max fv}(\theta_{\min}) = N_s * U_{\max modulo}(\theta_{\min}) \quad [V]$$

Dove:

- N_s = il numero di moduli che costituiscono la stringa,
- $U_{\max modulo}(\theta_{\min})$ = tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento. Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\max modulo}(\theta_{\min}) = U_{oc}(25^\circ C) - \beta * (25 - \theta_{\min})$$

Dove

- $U_{oc}(25^\circ C)$ = Tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β = coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{\max fv}(\theta_{\min}) = N_s * U_{\max modulo}(\theta_{\min}) =$$
$$N_s * [U_{oc}(25^\circ C) - \beta * (25 - \theta_{\min})] \leq U_{\max inverter} \quad [V]$$

Essendo $U_{\max inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1000W/m², e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s * U_{MPPT\ MAX\ modulo}(\theta_{min}) \quad [V]$$

Dove:

- N_s = il numero di moduli collegati in serie,
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo}(\theta_{min})$ = tensione massima del singolo modulo alla massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo}(\theta_{min}) = U_{MPPT} - \beta * (25 - \theta_{min})$$

Essendo:

- U_{MPPT} = Tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s * [U_{MPPT} - \beta * (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT\ max\ inverter} \quad [V]$$

dove $U_{MPPT\ max\ inverter}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a 1000W/m²,
- temperatura θ_{max} pari a 70-80°C.

può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ min\ FV} = N_s * U_{MPPT\ min\ modulo} \quad [V]$$

Dove:

- N_s = numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ min\ modulo}$ = tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ min\ modulo} = U_{MPPT\ modulo} - \beta * (25 - \theta_{MAX})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT\ min\ FV} = N_s * [U_{MPPT\ modulo} - \beta * (25 - \theta_{MAX})] \geq U_{MPPT\ min\ inverter}$$

essendo $U_{MPPT\ min\ inverter}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa,MAX} = 1,25 * I_{SC}$$

dove:

- $I_{stringa,MAX}$ = massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{SC} = corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{MAXFV} = N_p * 1,25 * I_{SC} \leq I_{MAX inverter}$$

dove:

- I_{MAXFV} = massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p = numero di stringhe in parallelo;
- $I_{MAX inverter}$ = massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che le strutture di sostegno dei moduli scelte possono alloggiare fino a 32 moduli, è stato verificato il corretto coordinamento supponendo di realizzare stringhe fotovoltaiche da 32 moduli, ottenendo esito positivo.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi quadri di parallelo stringhe, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici ed in posizione baricentrica, per quanto possibile, in modo tale da ridurre l'estensione delle linee di campo in corrente continua. Da ciascuna stringa, partirà una linea in corrente continua, la quale arriverà fino al gruppo di conversione DC/AC. Il gruppo di conversione, a sua volta, verrà connesso al trasformatore elevatore BT/MT in modo tale da innalzare la tensione del campo, rendendola compatibile con il valore della tensione nominale della Sottostazione Elettrica Utente. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, le cabine elettriche di trasformazione BT/MT verranno interconnesse in entra-esce tra loro a mezzo di linee elettriche in cavo interrato MT a 30 kV

11.2 Protezioni contro le sovracorrenti

Tutti i circuiti sono calcolati per risultare correttamente protetti sia contro i c.to c.to che i sovraccarichi.

Le protezioni sono realizzate con interruttori e/o fusibili aventi potere d'interruzione superiore alle presunte correnti di c.to c.to e correnti nominali tali da rispettare sempre le relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ e } I_f \leq 1,45 I_z \quad (I^2 t) \leq K^2 S^2$$

Per dimensionare la protezione contro i sovraccarichi sono state determinate le correnti d'impiego di tutti i circuiti, definendo quindi le correnti nominali da assegnare ad ogni singolo interruttore o fusibile.

La portata del cavo I_z è stata calcolata tenendo conto della Norma CEI UNEL 35024/1 e CEI-UNEL 35026; particolare attenzione è stata riposta nell'esame del numero di circuiti raggruppati all'interno delle condutture, del tipo di posa, della temperatura del luogo di installazione e del tipo di isolante in modo da ottenere un coefficiente di declassamento che tenga effettivamente conto della reale situazione impiantistica.

Un'altra caratteristica fondamentale, ottemperata nel dimensionamento dei cavi posati in cavidotto o cunicolo, è la possibilità di dissipare calore; sono stati applicati, in ottemperanza alle norme, gli opportuni coefficienti riduttivi in caso di coesistenza di più conduttori in un unico cavidotto.

Si fa inoltre presente che ai fini del calcolo, in osservanza alle norme, ogni qualvolta i conduttori risultino installati con modalità di posa diverse lungo il loro percorso, si è calcolata la sezione per il tipo di posa più gravoso ai fini dello scambio termico con l'esterno.

Per quanto concerne la protezione da c.to c.to, tenuto conto dell'impedenza del trasformatore e dell'incidenza dell'impedenza della rete primaria, è stata calcolata la I_{cc} sul secondario del trasformatore.

Successivamente, considerando le sezioni dei conduttori dei vari circuiti, è stata calcolata la I_{cc} 3F e la I_{cc} FN in tutti i punti dell'impianto.

La verifica dell' I_{cc} è stata effettuata tenendo conto della riduzione della sezione del conduttore di neutro pari al 50% della sezione del conduttore di fase, nel rispetto dell'art. 473.3.2.1c della Norma CEI 64-8/4, essendo soddisfatte le due seguenti condizioni:

- "il conduttore di neutro è protetto contro i c.to c.to dal dispositivo di protezione dei conduttori di fase del circuito;
- la massima corrente che può attraversare il conduttore di neutro in servizio ordinario è chiaramente inferiore al valore della portata di questo conduttore."

Il criterio per il dimensionamento della sezione del conduttore di neutro ha seguito la seguente logica:

- per sezioni del conduttore di fase fino a 16 mm² il conduttore di neutro avrà la stessa sezione (in questo caso la Norma CEI 64-8/4 all'art. 473.3.2.1a non richiede né la rilevazione delle sovracorrenti né un dispositivo di interruzione sullo stesso conduttore);
- per sezioni del conduttore di fase pari a 25mm² il conduttore di neutro avrà sezione pari a 16 mm²;

- per sezioni del conduttore di fase uguali o superiori a 35 mm² il conduttore di neutro avrà sezione pari al 50% del conduttore di fase con un minimo di 25 mm².

11.3 Protezioni contro i contatti indiretti (TN-S)

Tutte le masse verranno collegate tramite conduttore di protezione all'impianto di terra, unico per tutto l'impianto.

Nel sistema TN-S per soddisfare la protezione contro i contatti indiretti, sarà garantita la seguente relazione:

$$I_a \leq U_0 / Z_s \quad (\text{CEI 64-8/4 par. 413.1.3.3})$$

dove:

- I_a (A) è la corrente che provoca l'apertura automatica del dispositivo di protezione entro i tempi previsti dalla norma in funzione della tensione nominale verso terra del sistema (per $U_0 = 400\text{V}$ $t = 0,2\text{s}$);
- U_0 (V) è la tensione nominale (valore efficace) tra fase e terra;
- Z_s (Ω) è l'impedenza dell'anello di guasto, dalla sorgente di energia fino al punto di guasto, e comprende l'impedenza del conduttore di fase e di protezione, trascurando l'impedenza di guasto.

I dispositivi utilizzati per l'interruzione automatica dell'alimentazione, così come previsto dalla norma, sono il dispositivo di protezione contro le sovracorrenti ed il dispositivo a corrente differenziale.

Nel caso in cui la protezione delle persone sia stata verificata con l'utilizzo dello stesso dispositivo impiegato per la protezione contro le sovracorrenti, nella relazione sopra indicata, la corrente d'intervento è quella della protezione magnetica I_m . Il tempo d'intervento della protezione magnetica è infatti inferiore ai tempi massimi previsti dalla norma. La relazione diventa quindi $I_m < U_0 / Z_s$.

Per i circuiti di distribuzione e per i circuiti terminali che alimentano solo componenti elettrici fissi, la norma ammette tempi d'intervento inferiori o uguali a 5 sec.

Nel caso in cui la protezione delle persone sia stata verificata con l'utilizzo di un dispositivo d'interruzione equipaggiato con relè differenziale, la corrente utilizzata per la verifica è la soglia d'intervento nominale $I_{\Delta n}$ del dispositivo differenziale. La relazione diventa quindi $I_{\Delta n} < U_0 / Z_s$.

Qualora la protezione contro i contatti indiretti, non fosse verificata utilizzando i comuni dispositivi di protezione, si potranno adottare i seguenti accorgimenti:

- utilizzo di uno sganciatore a soglia magnetica bassa;
- interruttori modulari con curva d'intervento tipo B;
- interruttori scatolati con sganciatore magnetotermico;
- interruttori equipaggiati con sganciatore elettronico.

Abbassando, se fattibile, la soglia d'intervento del relè magnetico, è possibile proteggere contro i contatti indiretti condutture di impedenza maggiore. La fattibilità è funzione dei limiti di selettività elevati e dei rischi di scatti intempestivi dovuti a correnti di avviamento importanti; pertanto, di fronte a tali problematiche la scelta può ricadere nell'aumento della sezione del cavo, per ridurre l'impedenza dell'anello di guasto. Nel caso in cui le scelte di cui sopra non siano state tecnicamente ed economicamente convenienti, è stato previsto l'utilizzo del dispositivo differenziale che permette di realizzare la protezione contro i contatti indiretti in tutti quei casi dove l'intervento della protezione magnetica non è assicurata; il dispositivo differenziale, nella maggior parte dei casi rende la protezione indipendente dai parametri dell'impianto elettrico (lunghezza e sezione dei cavi).

Per la protezione contro i contatti indiretti, nei circuiti terminali, verranno installati interruttori magnetotermici differenziali ad alta sensibilità ($I_{\Delta n} = 30/300\text{mA}$).

11.4 Protezioni contro i contatti indiretti (IT)

L'impianto elettrico DC, compreso tra i moduli fotovoltaici e ciascun inverter, è isolato da terra, quindi il sistema elettrico è IT. Questo sistema ha le parti attive isolate da terra e le masse collegate a terra tramite il conduttore PE. Il vantaggio principale del sistema IT è la maggior continuità di servizio, dovuta al fatto che un primo guasto a terra per difetto d'isolamento fa circolare una corrente molto piccola, che si richiude attraverso le capacità parassite verso terra dei conduttori e che quindi non richiede l'interruzione del circuito. Allo scopo di poter eliminare il primo guasto nel più breve tempo possibile, è presente, all'interno dell'inverter, un dispositivo di controllo d'isolamento delle parti attive verso terra a funzionamento continuo, in modo da poter prevenire il secondo guasto a terra, ciò comporterebbe una corrente molto elevata, dovuta alla bassa impedenza per difetto d'isolamento. La misura dell'isolamento è effettuata sovrapponendo al sistema una tensione alternata di prova, codificata con impulsi negativi e positivi di uguale ampiezza, ma con periodo dipendente dalle dispersioni capacitive e dalla resistenza d'isolamento della rete. Un guasto o un degrado dell'isolamento fra la rete e la terra (1° guasto a terra) chiude il circuito di misura, permettendo la circolazione della corrente di prova che viene rilevata dallo strumento, il quale calcola il valore resistivo dell'isolamento e disconnette l'inverter dalla rete. L'anomalia verrà immediatamente segnalata localmente tramite il display dell'inverter, ed eventualmente verrà remotizzata tramite sistema di supervisione. Nel caso in cui si verificasse il secondo guasto (c.to c.to), prima dell'eliminazione del primo guasto, le apparecchiature di protezione garantiranno la protezione selettiva dalle sovracorrenti.

11.5 Protezione contro i contatti diretti

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse. Le operazioni specifiche di manutenzione, preparazione dei lavori e riparazione, che dovranno essere effettuate in prossimità delle parti attive o sulle stesse, dovranno essere eseguite osservando le regole, le procedure e le distanze di lavoro stabilite dalle Norme CEI. Gli impianti saranno costruiti in modo da evitare il contatto non intenzionale con parti attive o il raggiungimento di zone pericolose (zone di guardia) prossime alle parti attive. Le misure per la protezione contro i contatti diretti potranno essere le seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);
- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);

- protezione mediante distanziamento.

I mezzi di protezione, utilizzati come misure di protezione contro i contatti diretti, quali pareti, coperture, ostacoli, ecc., dovranno essere meccanicamente robusti e montati saldamente.

Le barriere potranno essere pareti piene, pannelli o schermi (reti metalliche) con altezza minima di 2m, tali da assicurare che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive. Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, dovranno essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi. Nei luoghi esterni alle aree elettriche chiuse, tali porte dovranno essere provviste di serrature di sicurezza.

All'esterno delle aree elettriche chiuse, quando si utilizza la protezione mediante involucri, il grado di protezione dovrà essere non inferiore ad IP23.

11.6 Cadute di tensione

In riferimento alle tabelle CEI-Unel, si ottengono sui circuiti di potenza le cadute di tensione riportate nella tabella sottostante. La caduta di tensione totale è stata poi calcolata secondo la relazione seguente:

$$\Delta V\% = [1 - \prod_{i=1..n} (1 - \Delta V_i\%) / 100] * 100$$

considerando le $\Delta V_i\%$ delle tratte con maggiori perdite.

Le seguenti figure mostrano in maniera dettagliata le cadute di tensione LATO DC e AC

Lato DC:

CAVO SIGLA H1Z222-K IN FORMAZIONE 2x10

C.d.t. stringhe INVERTERS 1 ÷ 13	MINIMA		MASSIMA	
Sezione del cavo	10,0	mm ²	10,0	mm ²
Resistenza al km del cavo	1,950	Ω/km	1,950	Ω/km
Lunghezza della linea	10,0	m	190,0	m
Resistenza del cavo	0,020	Ω	0,371	Ω
Tensione ad inizio tratta	1385	V	1385	V
Corrente nella tratta	17,14	A	17,14	A
Tensione a fine tratta	1383,97	V	1371,94	V
Caduta di tensione sulla tratta	0,668	V	12,701	V
Caduta di tensione percentuale	0,048	%	0,926	%

Tabella 2 - Cadute di tensione cavi lato DC

Lato AC:


La lunghezza Massima tra gli inverter e la cabina di riferimento è pari a 100 m pertanto considerando l'impiego del cavo ARE4EX -3*240mm+150 PE si ha:


C.d.t. linea AC SOTTOCAMPO		
INVERTER --> CABINA		
Circuito	trifase	
Tensione	800	V
Sezione del cavo	240	mm ²
Resist. Al km del cavo Ω /km	0,1590	Ω /Km
Reatt. Al km del cavo Ω /km	0,0752	Ω /Km
Impedenza del cavo Ω /km	0,1759	
Lunghezza della linea	100	m
Corrente nella tratta	254	A
Caduta di tensione sulla tratta	7,729	V

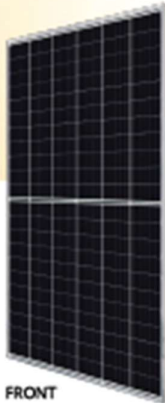
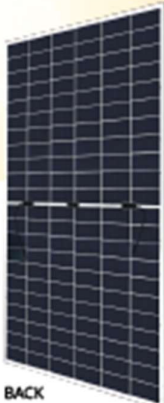
Tabella 3 - Cadute di tensione cavi lato AC

Si fa presente che la guida CEI 82-25 consiglia, e non impone, di limitare le cadute di tensione entro il 2% (paragrafo 4.2.2) e che i calcoli, cautelativamente, sono state effettuati nelle condizioni più sfavorevoli.

12. Data sheet materiali





TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

675 W ~ 705 W

CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705TB-AG

MORE POWER

- 705 W

Module power up to 705 W

Module efficiency up to 22.7 %
- EXTRA POWER

Up to 85% Power Bifaciality, more power from the back side
- Excellent anti-LeTID & anti-PID performance. Low power degradation, high energy yield
- Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C, increases energy yield in hot climate
- Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%


*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
 ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
 IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
 CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 UNE 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-a-way



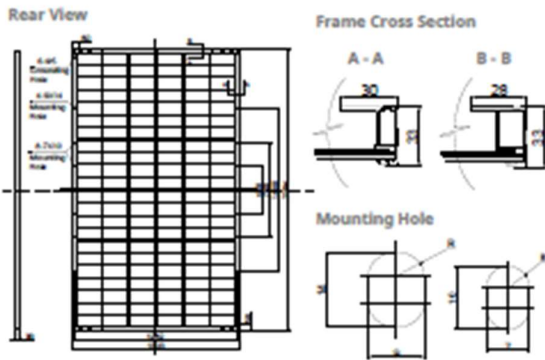
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 100 GW of premium-quality solar modules across the world.

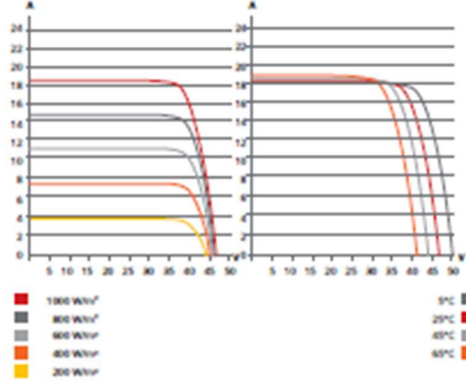
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



C57N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})	Module Efficiency
C57N-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%
	Bifacial Gain**					
	5% 709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	19.15 A	22.8%
	10% 743 W	39.0 V	19.04 A	46.9 V	20.06 A	23.9%
20% 810 W	39.0 V	20.77 A	46.9 V	21.89 A	26.1%	
C57N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
	Bifacial Gain**					
	5% 714 W	39.2 V	18.22 A	47.1 V	19.20 A	23.0%
	10% 748 W	39.2 V	19.09 A	47.1 V	20.12 A	24.1%
20% 816 W	39.2 V	20.82 A	47.1 V	21.95 A	26.3%	
C57N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
	Bifacial Gain**					
	5% 719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	19.26 A	23.1%
	10% 754 W	39.4 V	19.14 A	47.3 V	20.17 A	24.3%
20% 822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	22.01 A	26.5%	
C57N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
	Bifacial Gain**					
	5% 725 W	39.6 V	18.31 A	47.5 V	19.31 A	23.3%
	10% 759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%
20% 828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%	
C57N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
	Bifacial Gain**					
	5% 730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10% 765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
20% 834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%	
C57N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
	Bifacial Gain**					
	5% 735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10% 770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
20% 840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%	
C57N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
	Bifacial Gain**					
	5% 740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10% 776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
20% 846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%	

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = P_{max,back} / P_{max,front}, both P_{max,back} and P_{max,front} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})
C57N-675TB-AG	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
C57N-680TB-AG	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
C57N-685TB-AG	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
C57N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
C57N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
C57N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
C57N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Bassa tensione - Energia e cablaggio

NPE SUN H1Z2Z2-K cavo per impianti fotovoltaici

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	EN 50618
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50625-1
Densità del fumo:	EN 61034-2
Resistenza raggi UV:	EN 50289-4-17 (A)
Resistenza ozono:	EN 50396
Resistenza alla sollecitazione termica:	EN 60216-1 EN 60216-2
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE

REAZIONE AL FUOCO

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

Descrizione

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

LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Caratteristiche funzionali

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

Caratteristiche particolari

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

Condizioni di posa

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

Impiego e tipo di posa

Usò previsto in installazioni fotovoltaici secondo la HD 60364-7-712.

Sono progettati per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature. Adatto per l'applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (classe di protezione II).

Marcatura

[Ditta] NPE SUN H1Z2Z2-K [formazione] mm² IEMMEQU ◀HAR▶ [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente a temperatura ambiente 60°C e temperatura del conduttore 120°C		
					1 cavo in aria libera	1 cavo su una superficie	2 cavi in contatto su una superficie
n° x mm ²	mm	mm	Ω/km	kg/km	A	A	A
1 x 1,5	1,5	5,4	13,7	32	30	29	24
1 x 2,5	1,9	5,9	8,21	43	41	39	33
1 x 4	2,4	6,6	5,09	60	55	52	44
1 x 6	3,0	7,4	3,39	82	70	67	57
1 x 10	3,9	8,8	1,95	125	98	93	79

SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

SG350HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

NEW



RESA ELEVATA

- Fino a 16 MPPT con efficienza massima 99%
- 20 A per stringa, compatibilità con moduli da 500Wp+
- Scambio dati con sistema tracker, miglioramento della resa

BASSI COSTI

- Funzione Q at night, risparmio sull'investimento
- Power line communication (PLC)
- Diagnosi con Smart IV Curve*, O&M attivo

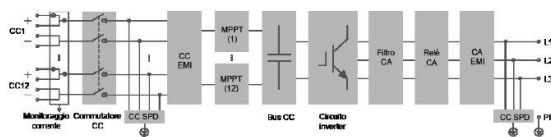
SUPPORTO ALLA RETE

- SCR \geq 1.16 funzionamento stabile in reti estremamente deboli
- Tempo di risposta della potenza reattiva <30ms
- Conforme al codice di rete globale

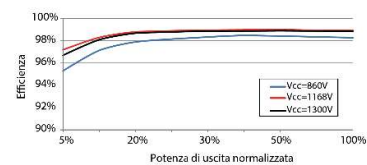
SICUREZZA

- 2 stringhe per MPPT, protezione del collegamento da inversione di polarità CC
- Interruttore CC integrato, spegnimento automatico in caso di guasti
- Monitoraggio dell'isolamento CA e CC in tempo reale 24 ore su 24

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	?
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	6/0 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0,5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0,99 / 0,8 in anticipo – 0,8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99,01 % / 98,8 % / 98,5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti PID e PID recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P.)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712 1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1 01 2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

BASSA TENSIONE - DISTRIBUZIONE DI ENERGIA / *LOW VOLTAGE - POWER DISTRIBUTION*

ARE4EX 0,6/1 kV



Norma di riferimento
TABELLE ENEL GSC 002

Descrizione del cavo
Anime di fase e neutro

Conduttore a corda rigida rotonda compatta di alluminio

Isolante

Polietilene reticolato

Guaina

Mescola termoplastica di colore nero (qualità DM01)

Marcatura

Anima di fase:

ENEL ARE4*EX 0.6/1 kV 95 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY 0000 FASE 1 (2) (3)... FASE 1 (2) (3)...

Anima di neutro:

ENEL ARE4*EX 0.6/1 kV 50 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY

IP = Indice di progetto; 20## = Anno di produzione (ad inchiostro);

YY = Mese di fabbricazione (Es: 01, 02, ... 11, 12 - ad inchiostro);

FASE = ad inchiostro; 0000 = Metricatura ad inchiostro.

Conforme ai requisiti essenziali delle direttive
BT 2006/95/CE

Applicazioni

Cavi di bassa tensione quadripolari ad elica visibile.

Standard

ENEL TABLES GSC 002

Cable design

Phase and neutral core

Rigid compacted stranded aluminium conductor

Insulation

Cross-linked polyethylene

Sheath

Black thermoplastic compound (quality DM01)

Marking

Phase core:

ENEL ARE4*EX - 0.6/1 kV 95 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY 0000 PHASE 1 (2) (3)... PHASE 1 (2) (3)...

Neutral core:

ENEL ARE4*EX - 0.6/1 kV 50 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY

IP = Project index; 20## = Year of manufacturing (marked with ink jet);

YY = Month of manufacturing (eg.: 01, 02, ... 11, 12 - marked with ink jet);

PHASE = marked with ink jet; 0000 = Metre marking, marked with ink jet.

Compliant with the requirements of the BT 2006/95/CE
directives

Applications

LV four cores cables with assembly; suitable for power system.

ARE4EX

sezione nominale	diametro indicativo conduttore	spessore medio isolante	diametro esterno	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	portata di corrente con temperatura ambiente di 30 °C in aria	portata di corrente con temperatura ambiente di 20 °C interrato	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	approximate conductor diameter	average insulation thickness	outer diameter	approximate weight	maximum DC resistance at 20 °C	permissible current rating (A) in open air at 30 °C	permissible current rating (A) buried at 20 °C	minimum bending radius
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)			(mm)

3 conduttori / 3 cores

3x95+50 N	11,4/8,2	1,1/1,0	39	1300	0,320/0,641	239	245	310
3x150+95 N	14,0/11,4	1,4/1,1	47	1990	0,206/0,320	318	305	360
3x240+150 N	18,2/14,0	1,7/1,4	58	3130	0,125/0,206	425	405	450

SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

RG16H1R12-1,8/3 kV ÷ 26/45 kV RG16H10R12-1,8/3 kV ÷ 26/45 kV

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	CEI 20-13
	CEI 20-66
	IEC 60502
Misura delle scariche parziali:	CEI 20-16
	IEC 60885-3

REAZIONE AL FUOCO

CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE	
Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	E _{ca}
Classificazione:	EN 13501-6
Propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2021



RG16H1R12 / Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G16, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G16 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità R12
- Colore: rosso

N.B. Il cavo può essere fornito nella versione tripolare riunito ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa RG16H1R12X seguita dalla tensione nominale di esercizio.

RG16H10R12 / Descrizione

- Cavi tripolari isolati in gomma HEPR di qualità G16, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G16 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Identificazione fasi: fili o nastri colorati
- Riempitivo: estruso penetrante tra le anime
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità R12
- Colore: rosso

Marcatura

Pb free [Ditta] RG16H1(O)R12 [tens. nominale] [form.] Eca [anno] [ordine] (logo CE) [metrica]

Caratteristiche particolari

Buona resistenza ai raggi UV.
(ISO 4892-2:2013 / IEC 60811-501:2012 / 1000h)

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio Uo/U: 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 14 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale.

Ammissa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011/UE e Norma EN 50575:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Ø esterno indicativo	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 50	8,1	10,3	37,7	1910	225	250	205	212
1 x 70	9,7	10,3	39,3	2190	280	315	255	260
1 x 95	11,4	10,3	41,2	2540	340	380	300	310
1 x 120	12,9	10,0	42,2	2805	395	440	355	365
1 x 150	14,3	9,5	42,8	3080	445	495	385	395
1 x 185	16,0	9,3	44,3	3465	510	570	440	450
1 x 240	18,3	9,3	46,9	4160	600	665	510	520
1 x 300	21,0	9,0	49,2	4875	695	760	570	580
1 x 400	23,2	9,0	51,8	5782	800	875	650	655
1 x 500	26,1	9,0	55,3	7000	930	1010	735	740
1 x 630	30,3	9,0	59,3	8355	1070	1180	835	845

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:
 - Resistività termica del terreno: 1 K·m/W
 - Temperatura ambiente 20°C
 - profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

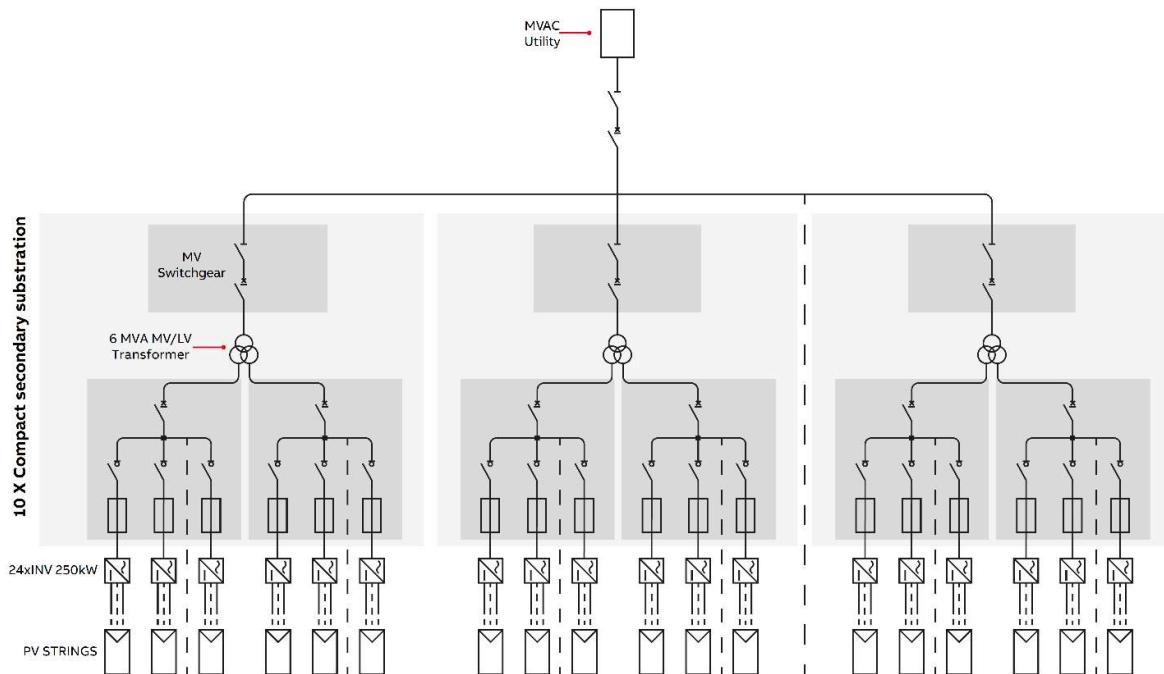
Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz		Reattanza di fase		Capacità a 50Hz
		Ω/km		Ω/Km		
n° x mm ²	Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	μF/km
1 x 50	0,387	0,494	0,494	0,15	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

Switching and protection solutions for 800VAC Recoinerers in Utility scale Photovoltaic plants

Scenario #1

Discover our Switching & Protection solutions for easy 800VAC recoiner configuration considering a 60MW Photovoltaic plant with 10 compact secondary substations each comprising 24 x 250kW string inverters.

2 recombiners, 24 x 250kW string inverters per Compact Secondary Substation (CSS)



Specifications of system electrical quantities

Input data	IEC
Rated power of system [MW]	60
MV/LV transformer rated power [MVA]	6 (Y/DD)
N. Compact SubStations	10
Inverter rated power [kW]	250
N. inverters per AC combiner	12
N. AC combiners per CSS	2
Rated DC voltage [V]	1500
Rated MVAC voltage [kV]	15
Rated LVAC voltage [V]	800
Rated LVAC inverter current [A]	200
Rated LVAC bus current [A]	2406
Short circuit current LVAC bus [kA]	50
Short circuit current LVAC feeders [kA]	53

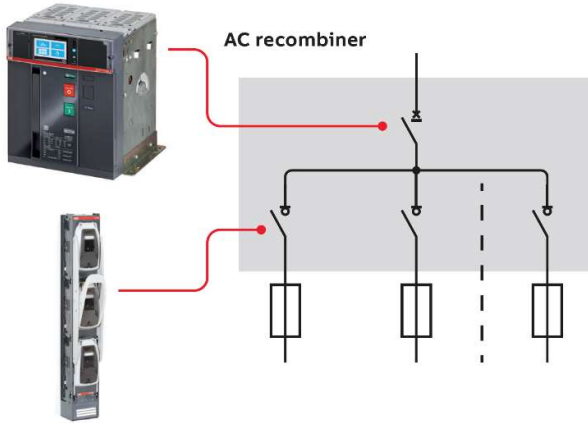
SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

ABB (IEC)



Main components

Emax E2.2H/E9 2500 Ekip Touch LSIG FHR 3p + Ekip Measuring package main circuit breaker fixed version In=2500A for protection and isolation, equipped with Ekip com Modbus TCP communication module, with YO/YC and motor to open/close remotely

InLineII ZLBM3-3P-M12 feeder fuse switch disconnecter Ie=630A for protection and isolation

CM-IWM.11 Insulation monitoring relay to detect the first ground fault in IT AC systems even with large leakage capacity

OVR T1-T2 12.5-440s P TS QS to protect against overvoltages from the AC Utility

Optional components

TVOC-2-48C Arc monitor with HMI-COM + **CSU-2LV** low voltage current sensing unit + **RELT Module** Ekip Signalling 2k-3 for Arc Flash Mitigation

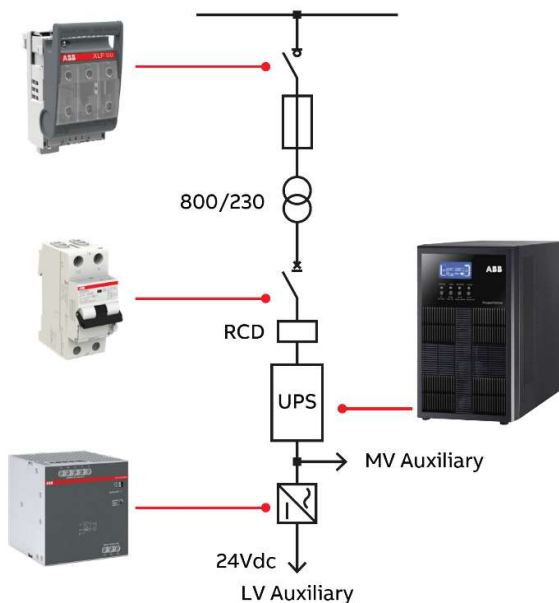
M4M 20 Ethernet network analyzer with Modbus TCP/IP communication protocol for electrical measuring and power monitoring

CM-TCN.011S temperature monitoring relay to measure the temperature inside the recombined

Emax 2 advanced power and frequency protection packages

Auxiliary components

12 inverter feeders per combiner



Auxiliary components

Easyline XLP00 fuse switch-disconnector Ie=125A, to protect 800/230 transformer against shortcircuits

DS201 C32 A30 miniature circuit breaker and residual current device, In=32A, IΔn=30mA, for auxiliary circuit switching and protection against both overcurrents electric shocks

PowerValue 11T G2 UPS An=6kVA to supply auxiliary circuits (MV relay included) in an AC Utility outage

CP-S.1 24/40.0 power supply for 24VDC supply to the auxiliary circuits

Life Is On | **Schneider**
Electric

Trihal - Fino a 3150 kVA

Trasformatori isolati in resina



Trihal

Trasformatore di distribuzione trifase in resina, 50 Hz disponibile in esecuzione per impiego in interno o per esterno (con armadio di protezione dedicato), con le seguenti caratteristiche:

- Classe termica F - Riscaldamento 100 K
- Temp. ambiente $\leq 40^{\circ}\text{C}$, altitudine ≤ 1000 m
- Avvolgimenti MT inglobati in resina
- Avvolgimenti BT preimpregnati
- Sistema di raffreddamento naturale (AN)
- Nucleo e telaio trattati con finitura protettiva

I trasformatori in resina Trihal sono conformi alle seguenti norme:

- CEI EN 60076-11, CEI EN 50588-1
- Direttiva Ecodesign EU 548-2014

Schneider Electric garantisce che i trasformatori sono:

- Classe climatica C3*
- Classe ambientale E3 secondo norma CEI EN 60076-16
- Classe comportamento al fuoco F1
- Assenza quasi totale di scarica parziale - Livello di accettazione:
 - ≤ 10 pC Prove di routine
 - ≤ 5 pC Prove speciali secondo norma CEI EN 60076

* Test shock termico C2 eseguito a -50°C

SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

Distribuzione MT/Trasformatori isolati in resina

schneider-electric.com | 8

Trihal

36 kV A0Ak

Caratteristiche elettriche per livello d'isolamento: fino a 36 kV

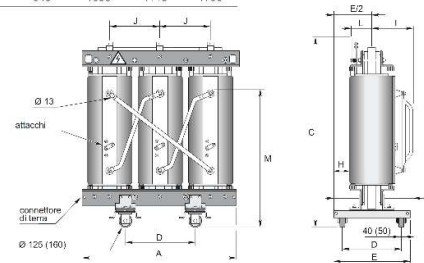
Potenza nominale (kVA)	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Frequenza nominale (Hz)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Tensione primaria (V)	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
Livello di isolamento (kV)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Tensione secondaria a vuoto (V)	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Regolazione MT (%)	± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5 ± 2 x 2,5											
Gruppo vettoriale	Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn Dyn											
Perdite (W): perdite a vuoto	588	712	882	1037	1265	1495	1782	2070	2530	2990	3565	4370
Perdite (W): perdite a carico a 120°C	3740	4264	4950	6193	7810	8900	9930	12100	14300	17600	20900	24200
Tensione di corto circuito (%)	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Temperatura ambiente max (C)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Materie e avvolgimenti MT/BT	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al
Materiale terminazione	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	CU	CU	CU
Materiale nucleo	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO
Peso del conduttore degli avvolgimenti (kg)	225	219	289	283	295	426	495	505	643	1080	1143	1780

Dimensioni e pesi in esecuzione a giorno (IP00)

Dimensioni e pesi sono forniti solo a titolo indicativo e si riferiscono ad un trasformatore con singolo rapporto primario e secondario con i livelli di isolamento MT e BT indicati sotto.

Solo i disegni definitivi che seguiranno l'ordine saranno da considerarsi vincolanti a livello contrattuale.

Per altre tensioni, impedenze e doppie tensioni i pesi e le dimensioni sono diversi (consultateci).



Livello di isolamento: 36 kV - bassa tensione da 400 V a 433 V

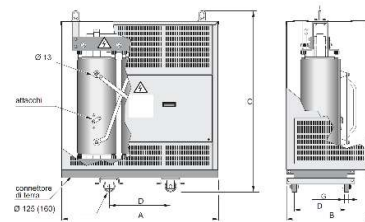
Potenza nominale (kVA)	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Dimensioni (mm) - Lung. A	1480	1480	1530	1530	1580	1740	1810	1870	1950	2280	2500	2840
- Largh. B	800	870	880	880	880	920	1000	1010	1030	1230	1260	1340
- Alt. C	1790	1790	1950	1950	1980	2160	2230	2420	2480	2830	2710	2750
- Interasse ruote D	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070	1070
- Largh. telaio E	645	795	795	795	795	795	945	945	945	1195	1195	1195
- Diam. ruote F	125	125	125	125	125	125	125	125	125	160	160	200
- Largh. ruote G	40	40	40	40	40	40	40	40	40	50	50	70
Peso versione a giorno (kg)	1660	1660	1860	2000	2240	2860	3420	3980	4700	7220	8260	13180

Dimensioni e pesi con armadio in metallo IP31

Dimensioni e pesi sono forniti solo a titolo indicativo e si riferiscono ad un trasformatore con singolo rapporto primario e secondario con i livelli di isolamento MT e BT indicati sotto.

Solo i disegni definitivi che seguiranno l'ordine saranno da considerarsi vincolanti a livello contrattuale.

Per altre tensioni, impedenze e doppie tensioni i pesi e le dimensioni sono diversi (consultateci).



Livello di isolamento: 36 kV - bassa tensione da 400 V a 433 V

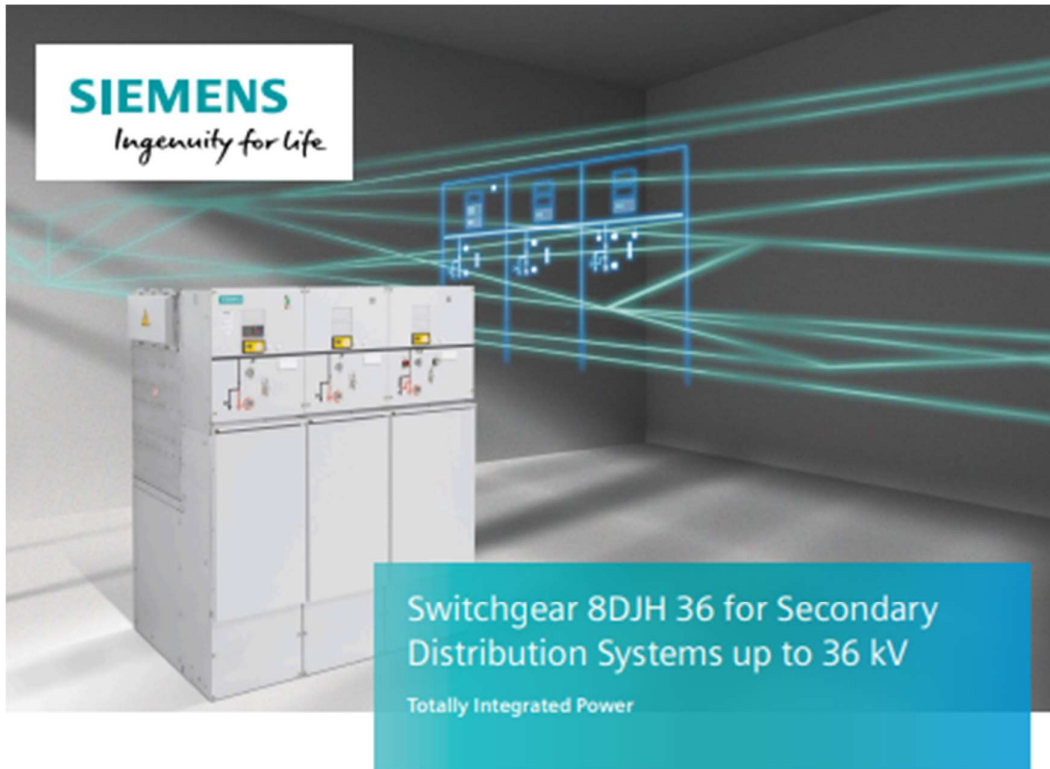
Potenza nominale (kVA)	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Dimensioni (mm) - Lung. A	1990	1990	2030	2030	2080	2240	2310	2370	2450	2780	3000	3340
- Largh. B	1220	1220	1230	1240	1250	1310	1330	1350	1380	1490	1560	1670
- Alt. C	2090	2090	2250	2250	2280	2460	2530	2720	2760	3030	3110	3150
- Interasse ruote D	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070	1070
- Largh. telaio E	645	795	795	795	795	795	945	945	945	1195	1195	1195
- Diam. ruote F	125	125	125	125	125	125	125	125	125	160	160	200
- Largh. ruote G	40	40	40	40	40	40	40	40	40	50	50	70
Peso versione con armadio (kg)	1890	1890	2200	2240	2500	3280	3740	4320	5060	7690	8760	13760

SICILIA POWER S.R.L.

P.IVA: 02388040517

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055



Gas-insulated medium-voltage switchgear 8DJH 36 is used as a node in various applications. Flexibility in switchgear configuration is a decisive factor, particularly for the distribution level up to 36 kV. Thanks to its modular construction, 8DJH 36 sets an example.



Functions can be arranged variably not only within a panel block, but also in more complex switchgear layouts. Optionally, all individual panels and panel blocks can be extended. Thus, 8DJH 36 switchgear is suitable for implementing nearly all requirements with different switchgear configurations. The compactness of 8DJH 36 enables the effective utilization of existing switchgear rooms. New buildings can be constructed smaller, and therefore at considerably lower cost. This ensures an economic utilization of surface, especially in urban areas. In this way, points of supply can be installed close to consumers, and energy losses can be reduced considerably.



Gas-insulated medium-voltage switchgear type 8DJH 36 is powerful, and thus perfectly suitable for application in power distribution systems. Furthermore, it is used for energy supply of airports, railway stations, stadiums, and large building complexes such as hotels, banks, or hospitals. Also when using regenerative forms of energy, 8DJH 36 switchgear is convincing due to its special advantages, in particular for application in onshore and offshore wind farms, in hydroelectric and solar power plants.

Your advantages

- Independent of environment and climate
- Maintenance-free
- Compact
- Safe for operators
- Cost-efficient
- Ecological
- Reliable and safe operation

siemens.com/8djh36

8DJH 36, medium-voltage switchgear

Product range (the following selection is not complete)



Technical data of 8DJH 36

Rated				
Voltage		kV	36	
Frequency		Hz	50/60	
Short-duration power-frequency withstand voltage		kV	70	
Lightning impulse withstand voltage		kV	170	
Normal current for ring-main feeders		A	630	
Normal current for busbar		max. A	630	
Normal current for circuit-breaker feeders		A	630	
Normal current for transformer feeders		A	200*	
Short-time withstand current, 1 s		50 Hz	max. kA	20
Short-time withstand current, 3 s			max. kA	20
Peak withstand current			max. kA	50
Short-circuit making current	for ring-main feeders for circuit-breaker feeders for transformer feeders	60 Hz	max. kA	50
Short-time withstand current, 1 s	max. kA		50	
Short-time withstand current, 3 s	max. kA		50	
Peak withstand current		60 Hz	max. kA	52
Short-circuit making current	for ring-main feeders for circuit-breaker feeders for transformer feeders		max. kA	52
			max. kA	52

* Depending on HV HRC fuse-link

Performance features

- Type-tested according to IEC 62271-200
- Sealed pressure system with SF₆ filling for the entire service life
- Safe-to-touch enclosure and standardized connections for plug-in terminations
- 3-pole, gas-insulated switchgear vessel for switching devices and busbar
- Panel blocks and single panels available
- Switching devices: three-position switch-disconnector (OPEN-CLOSED-EARTHED), switch-fuse combination and circuit-breaker for distribution transformer protection, vacuum circuit-breaker with three-position disconnector
- Earthing function of switching devices generally make-proof
- Metal-enclosed, partition class PM
- Loss of service continuity category for switchgear: LSC 2
- Internal arc classification (option):
 - IAC A FL 20 kA, 1 s
 - IAC A FLR 20 kA, 1 s
- Outdoor enclosure for up to 4 feeders (option)

Dimensions of 8DJH 36

Dimensions		Dimensions in mm
Width W	Ring-main feeders	430
	Transformer feeders	500
	Circuit-breaker feeders	590
	RRT block	1,360
	RRL block	1,450
	Billing metering panels	1,100
Height H1	Panels without low-voltage compartment	1,600
	H2 Panels with low-voltage compartment	1,800 - 2,200
Depth D	Standard switchgear	920/980
	Switchgear with pressure absorber (option)	1,035 / 1,095

Dimensions of 8DJH 36 outdoor enclosure

Dimensions		Dimensions in mm
Width W		1040
		1470
		2060
Height H		1700
		1875
		2275
Depth D		1142

© 2017 Siemens.
Subject to changes and errors.
The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract.

Siemens AG
Energy Management
Medium Voltage & Systems
Postfach 3240
91050 Erlangen, Germany
www.siemens.com/8DJH36

Article No. 8DMS-810085-00-7600
Printed in Germany
Dispo 40401
PU 1839 0417 0.25



13. Verifiche e collaudi

Le principali prove di collaudo tecnico da svolgere durante e al termine delle varie fasi costruttive sono sottoelencati.

Esami visivi generali

Acquisito il progetto l'esame visivo deve accertare che l'impianto sia conforme al progetto, che i moduli siano posati correttamente, che la carpenteria sia saldamente ancorata; che il materiale elettrico sia conforme alle relative Norme, sia scelto correttamente ed installato in modo conforme alle prescrizioni normative e che non siano presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza; che le distanze delle barriere e delle altre misure di protezione siano state rispettate; che vi sia la presenza di adeguati dispositivi di sezionamento e di interruzione; che vi sia l'identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, l'identificazione dei comandi e delle protezioni, dei collegamenti dei conduttori; che i collegamenti di potenza (inverter con quadri, quadri con trasformatori ..) siano eseguiti correttamente e come da schemi; che i collegamenti degli apparecchi di misura, controllo e comunicazione siano eseguiti correttamente e come da schemi.

Verifica della resistenza di isolamento dei circuiti elettrici dalle masse:

Si deve eseguire con l'impiego di uno strumento adeguato e la misura si effettua in corrente continua. L'apparecchio di prova deve fornire la tensione indicata nella tabella A, quando eroga una corrente di 1 mA.

La misura deve essere effettuata tra l'impianto (collegando insieme tutti i conduttori attivi) ed il circuito di terra; è raccomandata, per quanto praticamente possibile, la misura della resistenza d'isolamento tra i conduttori attivi. Durante la misura gli apparecchi utilizzatori devono essere disinseriti.

Esame visivo strutture/tracker:

si dovrà verificare che tutte le istruzioni riportate nel manuale di installazione fornito con le strutture siano state rispettate. I controlli riguardano l'intera struttura, ponendo particolare attenzione ai seguenti aspetti:

Integrità, verticalità e corretta altezza di installazione dei pali, installazione corretta dei cuscinetti, presenza di tutta la bulloneria, allineamento orizzontale della struttura, allineamento dei moduli, assenza di ruggine o danni al rivestimento, assenza di ostacoli vicino ai tracker affinché si muovano al massimo angolo di progettazione senza problemi.

Inoltre si dovrà verificare l'associazione tra i controller dei tracker e i controlli sul campo per ciascun controllo sul campo della cabina unità, controllare la configurazione del singolo tracker, controllare i parametri dell'algoritmo di tracking di ciascun tracker rispetto agli inseguitori vicini sugli assi est-ovest e nord-sud come da progetto, utilizzando il software di controllo sul campo.

Verifica dei cavi DC:

Tutti i cavi dopo la loro posa e la loro giunzione e terminazione, dovranno essere verificati eseguendo almeno i controlli di seguito elencati:

tipologia e caratteristiche cavo; identificazione dei circuiti e loro conformità ai documenti di progettazione; assenza di danni meccanici per la parte visibile; corretta esecuzione dei terminali e della tenuta (per le parti a vista); verificare che l'isolamento dello schermo al capocorda del cavo sia stato eseguito correttamente.

Andrà controllata la correttezza del collegamento (verificare la corretta posa dei cavi punto per punto) e verificare il collegamento di terra come da progetto;

Esame e controllo stringhe:

verificare la polarità delle stringhe, ovvero la polarità delle stringhe f_v deve essere testata tra positivo e negativo con un multimetro digitale, oppure tra uno dei poli e terra e verificando che tutti i valori misurati siano coerenti;

verificare la tensione circuito aperto delle stringhe, confrontare la misura ottenuta con il valore atteso ricavato dal modulo scheda dati; misurare v_{oc} su un singolo modulo, quindi utilizzare questo valore per calcolare il valore atteso per la stringa ; per impianti con più stringhe identiche e dove sussistono condizioni di irraggiamento stabili è possibile confrontare le tensioni tra le stringhe; per impianti con più stringhe identiche e dove sussistono condizioni di irraggiamento non stabili, le tensioni tra le stringhe possono essere confrontate utilizzando più misuratori, con un misuratore sulla stringa di riferimento. Le stringhe che non rispettano i parametri di accettabilità perché hanno uno o più valori fuori tolleranza non vanno collegate, ma identificate con l'apposizione di una targhetta di non conformità, sulla quale sono elencati i valori fuori range. quella stringa sarà quindi soggetta a ulteriori analisi fino a che il pannello/i difettoso non venga trovato e sostituito. la prova deve essere eseguita con un irraggiamento minimo di 500 w/m^2 . La polarità di tutti i cavi dc deve essere verificata mediante multimetro. Una volta che la polarità è confermata, i cavi devono essere controllati per garantire che siano correttamente identificati e correttamente collegati nei dispositivi di sistema come dispositivi di commutazione o inverter; verificare la continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici; tramite un misuratore di isolamento fino a 1500V per impianti fotovoltaici verificare l'isolamento delle stringhe.

Prove di isolamento dei cavi BT e MT:

La misura della resistenza d'isolamento non deve essere distruttiva nelle normali condizioni di test. Viene eseguita applicando una tensione in continua di valore inferiore al test dielettrico, ottenendo un risultato espresso in resistenza (kW, MW, GW, TW). Va effettuata su un numero concordato di cavi presi a campione.

Applicando una tensione continua di valore conosciuto ed inferiore a quello della prova dielettrica, si misura la corrente circolante, e si determina il valore della resistenza. Per principio la resistenza d'isolamento presenta un valore molto elevato ma non infinito e quindi, con la misura della debole corrente circolante, il megaohmetro indica il valore della resistenza d'isolamento con un risultato in kW, MW, GW, oppure per alcuni modelli, in TW. Questo valore di resistenza esprime la qualità dell'isolamento fra due elementi conduttori e fornisce una buona indicazione sugli eventuali rischi della circolazione di correnti di dispersione.

Verifica visuale e funzionale quadri BT:

verificare che le parti attive non siano accessibili; controllo dimensionale e posizionamento di ciascun pannello come da documentazione di progetto; livellamento e ancoraggio: controllo del perfetto livellamento delle basi di tutti i pannelli e del corretto serraggio dei bulloni del pannello al pavimento e tra di essi; verificare il rispetto dello schema unifilare del quadro, di quello principale, sistema di sbarre, sbarre di giunzione, tutte le apparecchiature elettriche; verificare il corretto collegamento al sistema di terra della sbarra di terra (minimo due sui lati); controllo dell'integrità esterna di isolatori, apparecchi e diaframmi isolanti; verificare l'assenza di corpi estranei (utensili, materiali di scarto, polvere, insetti ecc); verifica della funzionalità meccanica di tutte le serrature meccaniche e delle serrature a chiave; verifica della funzionalità meccanica di ciascun interruttore eseguendo, per ciascuno di essi, una serie di comandi di apertura e chiusura agendo sui comandi meccanici antistanti;

Si eseguiranno poi le prove funzionali su tutti i sistemi di intervento e controllo dei quadri. In particolare nei quadri di parallelo ed interfaccia con la rete di distribuzione saranno presenti dei sistemi di protezione e di sgancio che occorre provare. Anche in assenza di collegamento di potenza alla rete alimentando le utenze ausiliarie si possono effettuare molte prove funzionali. A titolo di esempio non esaustivo si citano:

Verifica e prova della protezione di interfaccia (soglie e tempi di intervento); Prova dello sgancio del dispositivo di interfaccia (anche a seguito dell'intervento della PI); Prova dei dispositivi differenziali e dello sgancio dei rispettivi interruttori; Prova degli sganci di ricalzo (se previsti); Prova degli sganci di emergenza ; Prova degli sganci di altri dispositivi di sicurezza (centraline termometriche trasformatori, buchholz ..); Prova funzionali degli strumenti di misura.

Verifica visuale e funzionale quadri MT:

verificare che le parti attive non siano accessibili; controllo dimensionale e posizionamento di ciascun pannello come da documentazione di progetto; livellamento e ancoraggio: controllo del perfetto livellamento delle basi di tutti i pannelli e del corretto serraggio dei bulloni del pannello al pavimento e tra di essi; sbarre e apparecchiature: rispetto dello schema unifilare del quadro, di quello principale, sistema di sbarre, sbarre di giunzione, tutte le apparecchiature elettriche; verifica del corretto collegamento al sistema di terra della sbarra di terra (minimo due sui lati); controllo dell'integrità esterna di isolatori, apparecchi e diaframmi isolanti; verificare l'assenza di corpi estranei (utensili, materiali di scarto, polvere, insetti ecc); verifica della funzionalità meccanica di tutte le serrature meccaniche e delle serrature a chiave; verificare la coerenza dei dati di targa di tutte le apparecchiature con le indicazioni riportate nei disegni approvati; i componenti installati all'interno del quadro devono essere controllati e testati secondo i test previsti per ciascuno di essi.

Prove funzionali su tutti i sistemi di intervento e controllo:

nei quadri di consegna (sistema di protezione generale) ed eventualmente di interfaccia con la rete di distribuzione saranno presenti dei sistemi di protezione e di sgancio che occorre provare. Anche in assenza di collegamento di potenza alla rete alimentando le utenze ausiliarie si possono effettuare molte prove funzionali.

A titolo di esempio non esaustivo si citano:

Verifica e prova della protezione generale (soglie e tempi di intervento); Prova dello sgancio del dispositivo generale (anche a seguito dell'intervento della PG); Verifica e prova della protezione di interfaccia (soglie e tempi di intervento); Prova dello sgancio del dispositivo di interfaccia (anche a seguito dell'intervento della PI); Prova degli sganci di ricalzo (se previsti); Prova degli sganci di emergenza; Prova degli sganci di altri

dispositivi di sicurezza (centraline termometriche trasformatori, bucholz ..); Prove funzionali degli strumenti di misura; Esecuzione delle manovre di apertura e chiusura di interruttori e sezionatori effettuato in locale e in remoto; controllo di tutti gli interblocchi elettrici: In particolare quando il sezionatore di linea è chiuso, il sezionatore di terra non può essere manovrato; quando il sezionatore di terra è chiuso, il sezionatore di linea non può essere manovrato; quando l'interruttore è chiuso il sezionatore di linea e di terra non può essere aperto/operato; quando il sezionatore di terra della linea del quadro mt è aperto, la linea di ingresso dello scomparto non può essere aperta; controllo di tutti i comandi remoti dalla cabina; verifica della corretta posizione dei contatti ausiliari in tutte le posizioni delle protezioni e del sezionatore al plc e scada della cabina se previsto; verifiche allarmi;

Verifica visuale dei trasformatori di potenza:

verificare la coerenza dei dati di targa e la congruenza le indicazioni riportate nei disegni approvati; controllo dimensionale e posizionamento come da documentazione di progetto; livellamento e ancoraggio: controllo del perfetto livellamento delle basi dei trasformatori del corretto serraggio dei blocchi al pavimento; verifica della corretta installazione delle barriere e/o dei box di contenimento; verifica del corretto collegamento al sistema di terra della sbarra di terra; controllo dell'integrità esterna di isolatori, apparecchi e diaframmi isolanti; verifica del corretto collegamento dei cavi di potenza MT e BT con particolare attenzione alle distanze di isolamento; verifica del corretto collegamento dei cavi delle sonde di temperatura; verificare l'assenza di corpi estranei (utensili, materiali di scarto, polvere, insetti ecc);