

COMUNE DI TUSCANIA (VT)

IMPIANTO AGRIVOLTAICO (29,44 MWp INSTALLATI - 26,00 MW IN IMMISSIONE)

LOCALITÀ "CASALINO"

PROCEDURA AUTORIZZATIVA

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto	Codice impianto	Tipo elaborato
028TUS	028TUS	RELAZIONE

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

LIVELLO PRG	COD RINTR..	FOGLIO N.	TOT. FOGLI	NOME FILE	LAYOUT	ARCHIVIO	SCALA	ELABORATO	
PD	202203131	1	127	SW2305-028TUS-CAD-01-R01.dwg	RELO1	SW2305-028TUS-CAD-01-R01	-	RELO1	
REVISIONI									
01	DIC 2023	Progetto definitivo per autorizzazioni						GD	LLR
REV	DATA	NOTE						REDATTO	AUTORIZZATO

PROGETTAZIONE

Ing. Giovanni D'Orazio
Ord. Ing. FROSINONE n. A1027



AUTORIZZAZIONI

RICHIEDENTE

 **Renera**

SWE IT 11 SRL
Piazza Borromeo 14
20123 MILANO
sweit11srl@legalmail.it
CF - P.IVA: 12537070968

COMUNE DI TUSCANIA (VT)

IMPIANTO AGRIVOLTAICO TUSCANIA

POTENZA IMPIANTO – 29.439,80 kWp

POTENZA RICHIESTA IN IMMISSIONE: 26.000,00 kWp

COMUNE DI TUSCANIA (VT)

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA

DICEMBRE 2023

Ing. Giovanni D’Orazio

ALLEGATI:

ELABORATO

REL01

Sommaro

1. PREMESSA	3
2. DATI DI SINTESI	4
3. RIFERIMENTI NORMATIVI	4
4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	8
5. VALENZA DELL'INIZIATIVA E DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE	10
6. DESCRIZIONE DEL SITO	13
7. INDAGINI EFFETTUATE SUL SITO (OTTOBRE 2023).....	15
8. COMPATIBILITÀ CON IL PRG	17
9. COMPATIBILITÀ CON LE LINEE GUIDA PER IMPIANTI AGRIVOLTAICI – MASE	19
10. IMPIANTO FV – DIMENSIONAMENTO E CALCOLI.....	29
10.1 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	31
10.2 CALCOLI ELETTRICI.....	31
11. COMPONENTI DI IMPIANTO.....	93
11.1 MODULO FOTOVOLTAICO	93
11.2 INVERTER	95
11.3 STRUTTURE.....	98
11.4 CABINE ELETTRICHE	101
11.5 TRASFORMATORI BT/AT.....	103
11.6 CABLAGGIO ELETTRICO.....	104
11.7 QUADRI ELETTRICI.....	106
11.8 SISTEMA PROTEZIONE DI INTERFACCIA.....	106
11.9 SCARICATORI DI SOVRATENSIONE PER SCARICHE ATMOSFERICHE	107
11.10 CONTATORE DI SCAMBIO	107
11.11 SISTEMI DI SICUREZZA	108
12. IMPIANTO DI TERRA.....	109
13. INTERFERENZE	112
13.1 ALTRE INTERFERENZE	113
13.2 TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA DISTRIBUZIONE DI FLUIDI (ACQUEDOTTI, OLEODOTTI, ECC.)	115
13.3 TUBAZIONI METALLICHE PER IL TRASPORTO E LA DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE CON DENSITÀ $\leq 0,8$ (METANO)	118
14. CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA LINEA AT DI COLLEGAMENTO ALLA SE 380/150/36	120
15. STANDARD COSTRUTTIVI	122

1. PREMESSA

Il presente elaborato ha per oggetto la progettazione di un impianto agrivoltaico di **potenza installata pari a 29.439,80 kWp**, e delle opere ad esso connesse, da realizzare nel territorio del Comune di **Tuscania (VT)** in località Casalino, da parte della **SWE IT 11 SRL**.

La linea elettrica di connessione in **terna da 630 mmq in alluminio** sarà esercita in alta tensione, a 36 kV, e si svilupperà tra le cabine di consegna, da realizzare, e sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150/36 kV della RTN denominata "Tuscania", con cavidotto interamente interrato.

La disponibilità delle aree sussiste in virtù di contratti preliminari di compravendita e di eventuali acquisizioni (coattive e/o bonarie) di servitù di elettrodotto.

L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica di distribuzione in AT, in base alle condizioni definite dall'ARERA (ex Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) e le prescrizioni redatte dalla società e-distribuzione S.p.a.

La scrivente Società ha redatto il presente progetto, a firma dell'Ing. Giovanni D'Orazio, con studio professionale in Ceprano (FR) via S. Manno II, 1, iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Frosinone n. 1027 sez. A, al fine di ottenere le autorizzazioni necessarie.

L'intervento è in linea con le finalità perseguite dal D.Lgs 387/2003, ed in particolare è volto a:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'art. 3, primo comma del citato D.Lgs;

L'area interessata dall'impianto sarà utilizzata sia per la produzione energetica, sia per attività agricole e zootecniche, consistenti nella produzione di prato polifita destinato all'alimentazione degli ovini portati direttamente al pascolo nelle aree di intervento, combinati con una eventuale attività di apicoltura, dato che il prato polifita stabile, come spiegato nella relazione agronomica, è un ambiente favorevole alle api.

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è fondamentale per la salvaguardia dell'ambiente, consentendo una riduzione delle ripercussioni climatiche dovute alle emissioni di gas serra, in primo luogo di anidride carbonica, e delle ripercussioni ambientali dovute all'emissioni di sostanze inquinanti per l'ambiente e tossiche per l'uomo.

2. DATI DI SINTESI

RICHIEDENTE: SWE IT 11 SRL – Piazza Borromeo, 14 – MILANO – Società del Gruppo **RENERA ENERGY ITALIA Srl**.

TIPOLOGIA DI PROGETTO: Impianto **AGRIVOLTAICO** secondo le definizioni:

- delle Linee guida in materia di impianti AGRIVOLTAICI (MASE): *“Impianto agrivoltaico (o agrovoltaico, o agrofotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione”*.

LOCALIZZAZIONE E RIFERIMENTI CATASTALI: l’area di installazione dell’impianto fotovoltaico è un fondo di circa 43,08 ha situato a 10 km a sud del centro abitato di Toscana.

Le aree interessate dall’impianto sono le seguenti:

Foglio 108 Particelle 11 - 15 – 176 – 190

VALORE DELL’OPERA: Il valore dell’opera, stimato in base ai prezzi unitari estratti dal Listino delle OO.PP Regione Lazio 2022 (ove possibile) e a Nuovi Prezzi derivanti da valori di mercato è pari a:

€ 18.450.908,27 (diciottomilioniquattrocentocinquantamilanovecentotto/27).

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

Riferimenti giuridici e norme che regolano la costruzione e la progettazione degli impianti elettrici:

- Legge Regionale N. 42/90 e s.m.i.: “Norme in materia di opere concernenti linee ed impianti elettrici fino a 150 kV”;
- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”;
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n. 387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’energia”;
- Decreto MiSE 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”;
- D.Lgs. n. 28 del 3 marzo 2011;
- “Decreto semplificazioni” D.L. n. 77/2021 convertito in legge n. 108/2021;
- Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili. (21G00214)”
- D.L. 1 marzo 2022 n. 17 convertito in legge n. 34/2022 “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell’energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: “Condizioni per l’erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi”;
- MISE – “Linee guida in materia di impianti AGRIVOLTAICI” – 2022;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: “Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative

risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79” e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;

- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: “Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell’articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: “Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica”
- TIQE;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione” e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: “Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica”;
- Delibera Autorità per l’energia elettrica ed il gas ARG/elt 125/10 del 6 agosto 2010: “Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)”;
- Norma CEI 0-16 “Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Norma CEI 0-14 “Guida all’applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Norma CEI 11-1 “Impianti elettrici con tensione superiore ad 1 kV in corrente alternata”;
- Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- Norma CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;
- Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”;
- Norma CEI 11-46 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-61 “Guida all’inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche”;
- Norma CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”;
- Norma CEI 11-63 “Cabine Primarie”;

- Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";
- Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati";
- DK 4452: "Criteri di taratura degli impianti di distribuzione MT ed esempi tipici di coordinamento delle protezioni di rete e di utenza";
- DK 4460: "Corrente di guasto a terra nelle reti MT";
- DK 4461: "Impianti di terra delle cabine secondarie";
- DK 5550: "Criteri di allacciamento di impianti utilizzatori comprendenti forni ad arco a corrente alternata";
- "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" di TERNA (Codice di Rete);
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche";
- D.M. 12 settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro";
- D.M. 25 settembre 1992 "Approvazione della convenzione-tipo prevista dall'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, recante norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali";
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/193);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)" (D.P.C.M del 8/07/2003);
- "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8" (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.);
- Codice della strada (D.Lgs. n. 285/92) e successive modificazioni;

Per quanto riguarda, invece, l'attività di costruzione delle cabine elettriche, essa è subordinata all'ottenimento della concessione (o autorizzazione) edilizia, ed al rispetto delle seguenti norme di legge:

- “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni (Legge n. 1086 del 5/11/1971);
- “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni - Legge n. 64 del 2/02/1974;
- D.M. 14/01/2008 “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni”;
- “Edificabilità dei suoli” (Legge n. 10 del 28/01/1977; D.P.R. 380/2001);
- “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada” (D.P.R. n. 495 del 16/12/1992);
- “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8” (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.);
- “Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione (D.M. 24.5.2002);
- “Circolare n. 10 del Ministero dell'Interno Direzione Generale dei Servizi Antincendi e della Protezione civile” del 10.2.1969;
- **PRG vigente del Comune di Tuscania.**

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'inquadratura territoriale è illustrata negli elaborati grafici mediante sovrapposizione dell'impianto su carta stradale, Ortofoto e CTR.

Delle suddette tavole si riporta in questo elaborato uno stralcio.

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto della:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo);

L'impianto fotovoltaico verrà installato a terra su un'area di circa 43,08 ha.

Carta Stradale

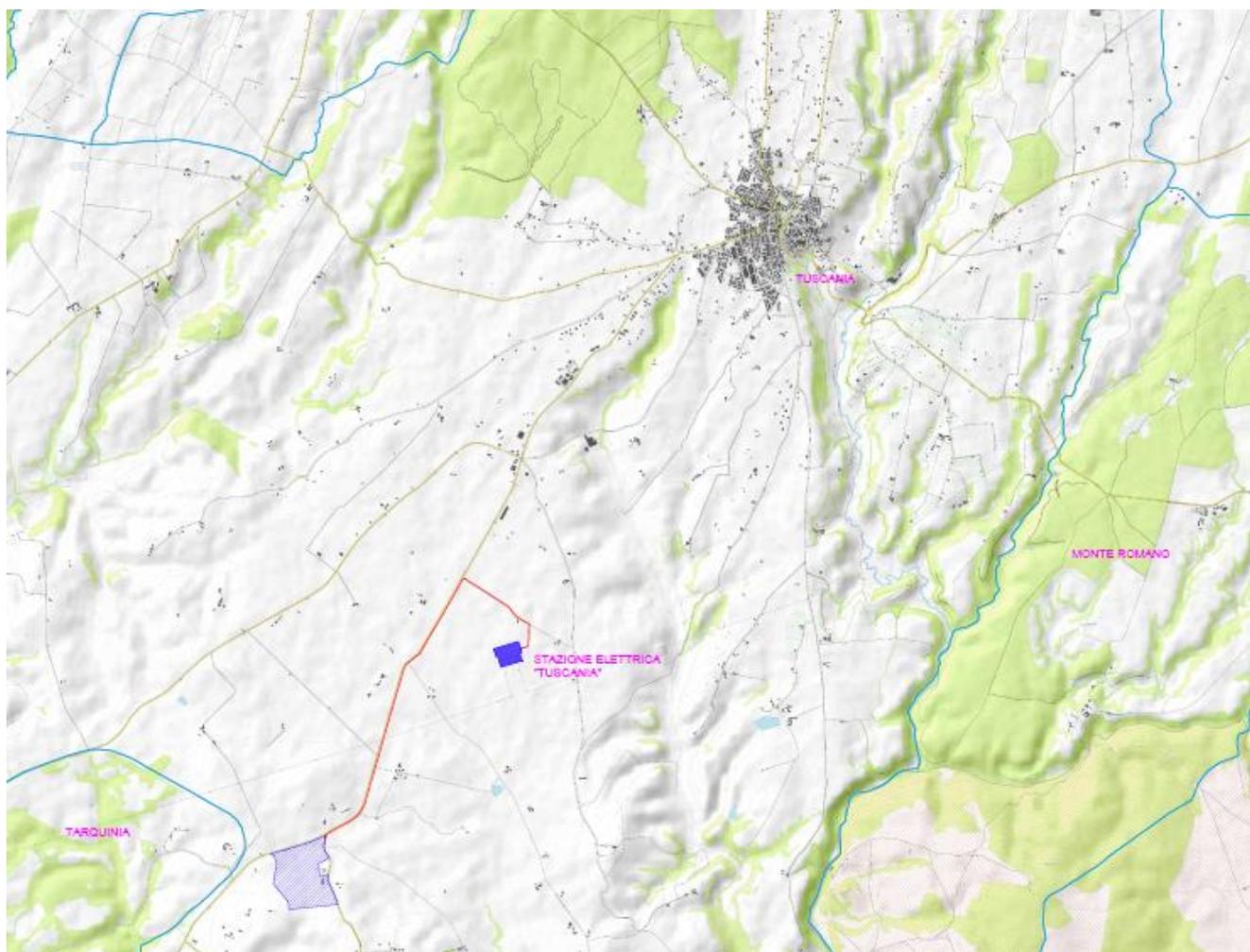


TAVOLA ORTOFOTO



5. VALENZA DELL'INIZIATIVA E DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "IMPIANTO AGRIVOLTAICO TUSCANIA", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per gran parte proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, **45.096.147,80 kWh** e la perdita di efficienza annuale, 0,90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto posta convenzionalmente pari a 20 anni, anche se l'esperienza mostra che la durata utile di un impianto si avvicina ai 30 anni.

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	8.433,00
TEP risparmiate in 20 anni	154.989,00

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	21.375.574,10	16.820,90	19.256,10	631.30
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	392.859.697,70	309.149,10	353.905,30	11.603,50

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e riflettanza).

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349:2016 - **Stazione di rilevazione: Montefiascone**" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di TUSCANIA (VT) avente latitudine 42°.4200 N, longitudine 11°.8731 E e altitudine di 165 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
5.10	9.40	12.10	17.90	22.00	24.00	26.50	22.80	13.20	12.00	7.20	6.50

Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Montefiascone

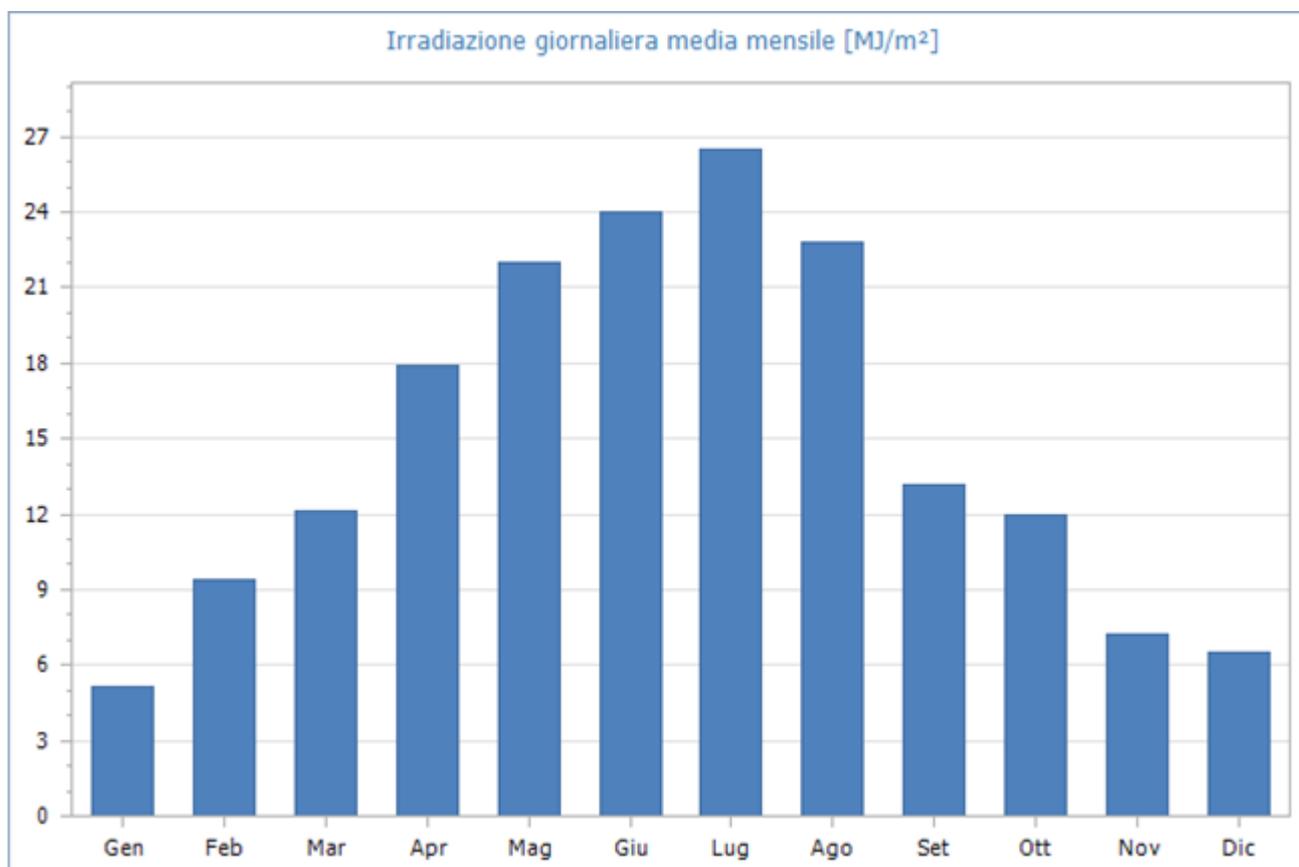


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Montefiascone

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 5 449.20 MJ/m² (Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Montefiascone).

OMBREGGIAMENTO

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all’orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell’investimento.

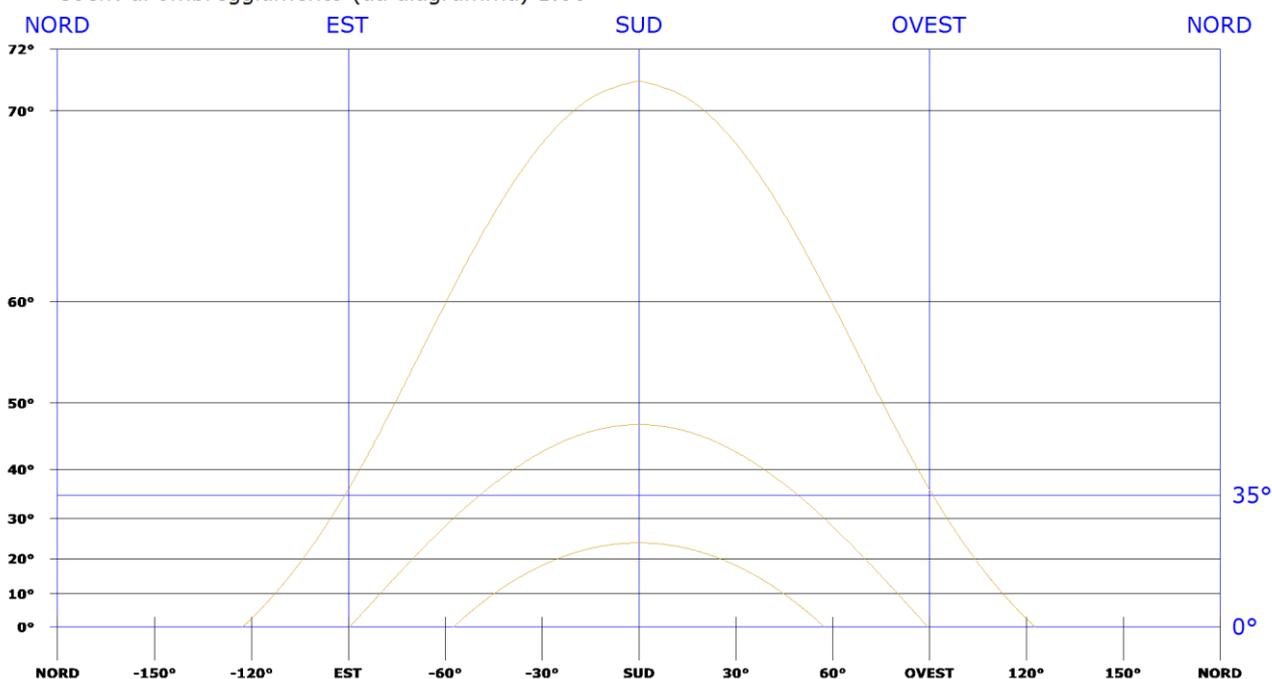
Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1,00.

Di seguito il diagramma solare per il comune di Tuscania:

DIAGRAMMA SOLARE

Tuscania (VT) - Lat. 42°.4200 N - Long. 11°.8731 E - Alt. 165 m

Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00



RIFLETTANZA

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l’impianto, si sono stimati i valori medi mensili, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 10349:

Valori di riflettanza media mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

La riflettanza media annua è pari a **0,20**.

6. DESCRIZIONE DEL SITO

L'area di installazione dell'impianto fotovoltaico è un fondo di circa 43,08 ha situato a 9 km a sud-ovest del centro abitato di Tuscania.

Le aree interessate dall'impianto sono le seguenti:

Foglio 108 Particelle 11 - 15 – 176 – 190

L'impianto, quindi, ricade nel territorio del Comune di Tuscania.

L'accesso al sito risulta agevole, essendo garantito da una strada vicinale tenuta in condizioni tali da risultare idonea anche ad un traffico automobilistico ordinario.

Attualmente l'area si presenta come illustrato nelle foto seguenti.



Fig. 2: Vista del sito verso SUD-OVEST (ripresa con drone)



Fig. 3: Vista verso NORD-OVEST



Fig. 4: Vista verso SUD da SP 3

7. INDAGINI EFFETTUATE SUL SITO (OTTOBRE 2023)

Sono state effettuate accurate ricognizioni visive.

È stato effettuato un volo fotogrammetrico con drone il giorno 19/10/2023. È stata coperta un'area pari a 2 km² (200 ha). La combinazione dei parametri in gioco (quota programmata di volo, caratteristiche ottiche fotocamera, sensore CCD), ha determinato una distanza media di campionamento al suolo pari a 2,94 cm. Ciò significa che la **foto ortorettificata** ottenuta mediante elaborazione delle immagini memorizzate, ha una **risoluzione pari a 2,94 cm/pix**.

Dallo stesso materiale di ripresa, mediante opportuni software, è stata ottenuta una nuvola di punti (228.042.523 punti) rappresentante la superficie oggetto di ripresa. Mediante triangolazione è stato ottenuto il modello digitale del terreno.



Fig. 5: Foto ortorettificata ottenuta

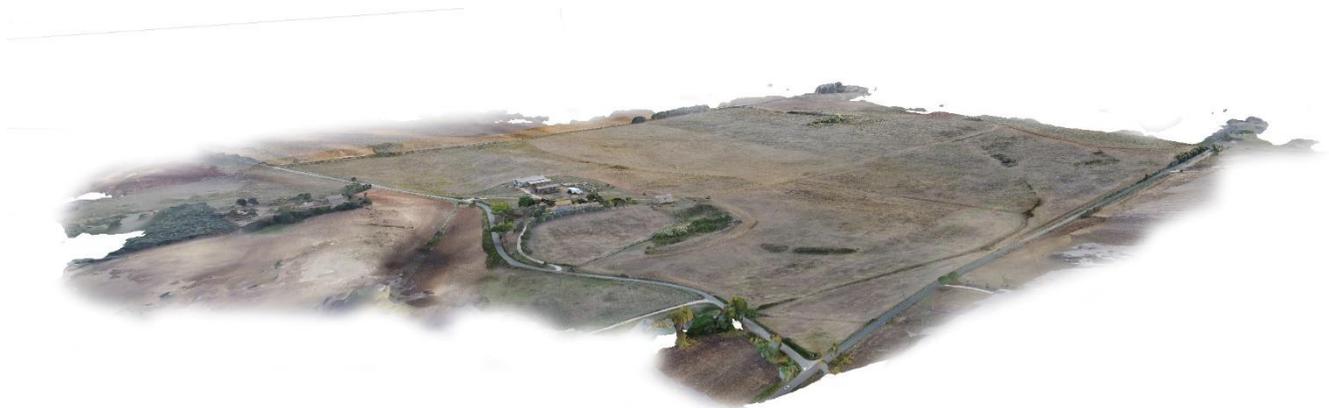


Fig. 6: Modello digitale del terreno

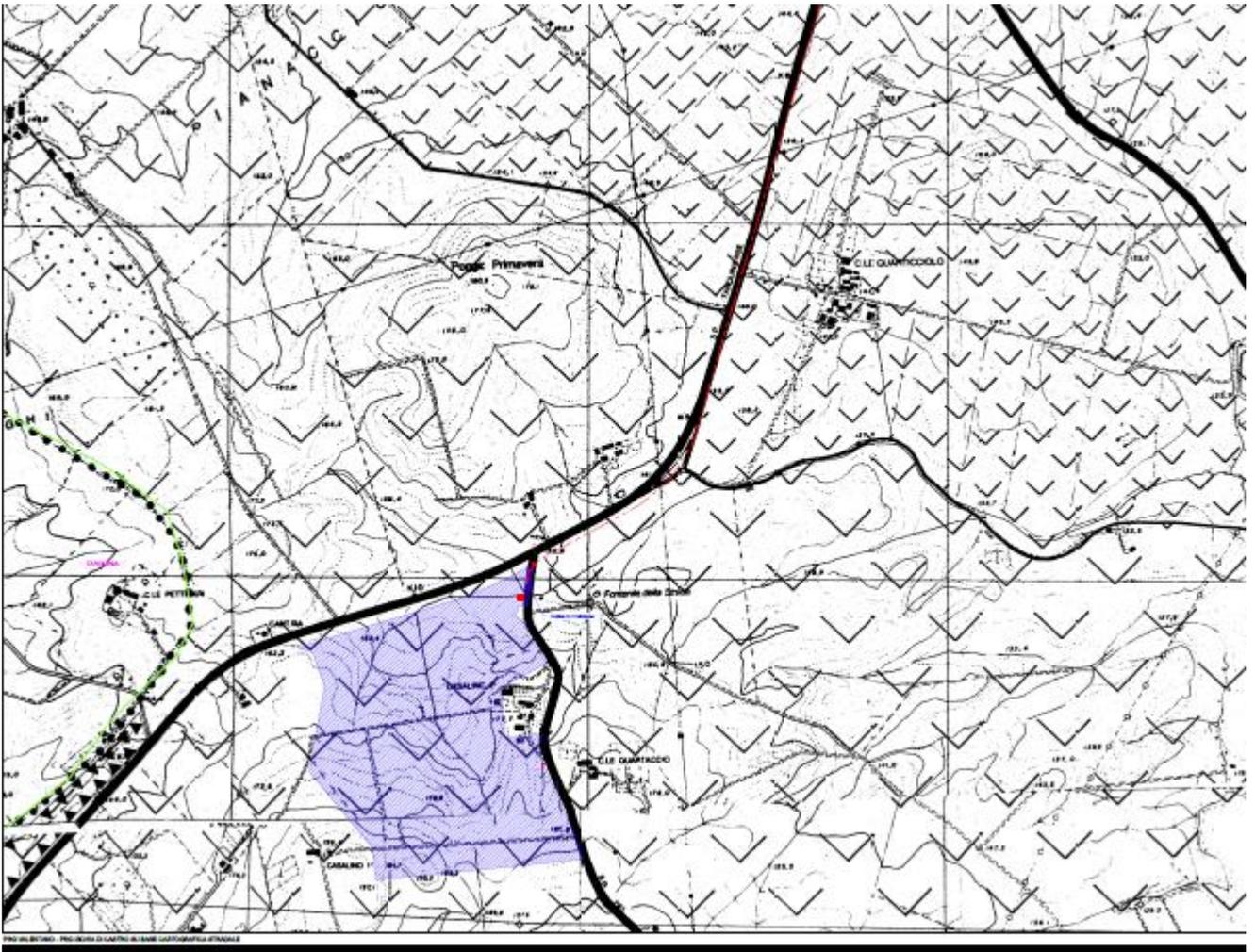
Tale modello è stato utilizzato per determinare le sezioni trasversali e longitudinali ante e post operam, l'analisi della visibilità, la modellazione dell'impianto e del conseguente rendering con fotoinserimenti.

Dal punto di vista agronomico l'area attualmente è coltivata a foraggero autunno – vernine (avena, loietto, ecc.) intervallata da cicli a cereali (frumento, avena, ecc.), in quanto sono seminativi non irrigabili, il cui grado di copertura è $\leq 40\%$. Le coltivazioni praticate attualmente sono costituite da foraggere annuali e da cereali, per fini zootecnici.

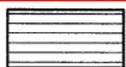
I terreni destinati alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico, rientrano nella tipologia "seminativi non irrigui" e sono adatti ad essere coltivati con specie erbacee poco esigenti di acqua quali, cereali, erbai annuali o poli annuali, ecc.

Per maggiori approfondimenti si rimanda alla relazione agronomica.

8. COMPATIBILITÀ CON IL PRG



ZONA E - AGRICOLA
(ART. 18 DELLE N.T.A.)

-  E1 - AGRICOLA NORMALE (ART.19 DELLE N.T.A)
-  E2 - AGRICOLA SPECIALE (ART.20 DELLE N.T.A)
-  E3 - AGRICOLA VINCOLATA (ART.21 DELLE N.T.A)
-  E4 - ZONE BOSCADE (ART.22 DELLE N.T.A)

AREE AGRICOLE NON IDONEE ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

Nell'elaborato grafico SIA11 (di cui si l'immagine precedente è uno stralcio) è riportata la sovrapposizione delle aree di ubicazione dell'impianto sui Piano Regolatore Generale di Toscana.

L'impianto agrivoltaico ricade interamente in area classificata come ZONA E – AGRICOLA sottozona E3 AGRICOLA VINCOLATA (art. 21 della N.T.A.)

Dalle N.T.A.: Art. 21 – SOTTOZONA E3 – AGRICOLA VINCOLATA

Comprende le zone che per particolare carattere naturalistico-paesaggistico e di singolarità orografiche necessitano di una più rigorosa disciplina di tutela finalizzata alla maggior salvaguardia del paesaggio agrario sulla base di forti limitazioni alla realizzazione di qualsiasi tipo di intervento che possa alterarne l'attuale assetto morfologico.

L'elettrodotto interrato in AT 36 kV ricade in parte anche in ZONA E – AGRICOLA sottozona E2 AGRICOLA SPECIALE (art. 20 della N.T.A.)

L'impianto agrivoltaico, infine, ricade in "AREA AGRICOLA NON IDONEA ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI" come definito dalla variante urbanistica ADOTTATA con DELIBERA n. 11 DEL 18/03/2021.

A tale proposito giova ricordare che:

1. **L'area destinata alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico ricade comunque in AREA IDONEA** ai sensi del D.Lgs 199/2021 articolo 20 comma 8 lettera c-quater, così come modificato dalla L. 41/2023: "[...] le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 ((, incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto)), né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di **tre chilometri** per gli impianti eolici e di **cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici**. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387". Come mostrato nella **tavola TAV23** l'area in questione gode dei requisiti precedentemente enunciati. Nella tavola l'area dell'impianto è collocata rispetto alla **TAVOLA B del PTPR**, al layer "**SITI RETE NATURA 2000**" del Portale Cartografico Nazionale e al layer "**VINCOLI IN RETE**", realizzato dall'Istituto Superiore per la Conservazione ed il Restauro e messo a disposizione dal MIBAC.
2. **La giurisprudenza oramai consolidata considera distinti gli impianti F.E.R. "tout court" dagli impianti AGRIVOLTAICI. Numerose sentenze, anche emanate dal Consiglio di Stato hanno sancito, infatti, che agli impianti AGRIVOLTAICI NON SI APPLICANO le limitazioni destinate ad impianti F.E.R.**

9. COMPATIBILITÀ CON LE LINEE GUIDA PER IMPIANTI AGRIVOLTAICI – MASE

Le Linee Guida emanate dal MASE nel giugno 2022 definiscono le seguenti caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- **REQUISITO C:** L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- **REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Si ritiene dunque che:

- Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico". Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito D.2.
- Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di "impianto agrivoltaico avanzato" e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.
- Il rispetto dei A, B, C, D ed E sono pre-condizione per l'accesso ai contributi del PNRR, fermo restando che, nell'ambito dell'attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", come previsto dall'articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

REQUISITO A

Tale requisito di deve intendere raggiunto se vengono soddisfatti i seguenti parametri oggettivi:

- A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
- A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

A.1 Superficie minima per l'attività agricola

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche

dal DL 77/2021)8. Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) che **almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).**

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Nella prima fase di sviluppo del fotovoltaico in Italia (dal 2010 al 2013) la densità di potenza media delle installazioni a terra risultava pari a circa 0,6 MW/ha, relativa a moduli fotovoltaici aventi densità di circa 8 m²/kW (ad. es. singoli moduli da 210 W per 1,7 m²). Tipicamente, considerando lo spazio tra le stringhe necessario ad evitare ombreggiamenti e favorire la circolazione d'aria, risulta una percentuale di superficie occupata dai moduli pari a circa il 50%.

L'evoluzione tecnologica ha reso disponibili moduli fino a 350-380 W (a parità di dimensioni), che consentirebbero, a parità di percentuale di occupazione del suolo (circa 50%), una densità di potenza di circa 1 MW/ha. Tuttavia, una ricognizione di un campione di impianti installati a terra (non agrivoltaici) in Italia nel 2019-2020 non ha evidenziato valori di densità di potenza significativamente superiori ai valori medi relativi al Conto Energia.

Una certa variabilità nella densità di potenza, unitamente al fatto che la definizione di una soglia per tale indicatore potrebbe limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, suggerisce di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico.

Al fine di non limitare l'aggiunta di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40%:

$$LAOR \leq 40\%$$

Verifica parametro A.1:

La Superficie agricola è data dalla superficie complessiva a meno della superficie coperta da moduli, della superficie delle cabine e delle strade interne all'impianto.

$$S_{tot} = 430.772 \text{ mq}$$

$$S_{moduli} = 80.029 \text{ mq}$$

$$S_{cabine} = 391 \text{ mq}$$

$$S_{strade} = 22.000 \text{ mq}$$

$$S_{impianto} = S_{moduli} + S_{cabine} + S_{strade} = 80.029 + 391 + 22.000 = 102.420 \text{ mq}$$

$$S_{agricola} = S_{tot} - S_{impianto} = 430.772 - 102.420 = 328.352 \text{ mq}$$

$$0,7 \times S_{tot} = 0,7 \times 430.772 = 301.540 \text{ mq da cui:}$$

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

IL PARAMETRO A.1 È VERIFICATO.

Verifica parametro A.2:

LAOR = $S_{\text{moduli}} = 139.526$

40% della $S_{\text{tot}} = 0,4 \times 430.772 = 172.308$ mq, per cui:

$$LAOR \leq 40\%$$

IL PARAMETRO A.2 È VERIFICATO.

REQUISITO B

Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

- B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
- B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

Per verificare il rispetto del requisito B.1, l'impianto dovrà inoltre dotarsi di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando, in parte, le specifiche indicate al requisito D.

B.1 Continuità dell'attività agricola

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

a) L'esistenza e la resa della coltivazione

Tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo.

Dalla stima analitica [v. Relazione Agronomica] delle coltivazioni praticate la **redditività attuale ad ha è pari a circa 1.285,00 €/ha**. Il valore della produzione agricola futura del sistema agrivoltaico è invece il seguente:

- Reddito totale netto è stimato in 62.223,00 €/a.
- Superficie del sistema agrivoltaico è pari a 43,08 ha.
- **Il valore futuro della produzione agricola è: $62.223,00/43,08 = 1.444,00$ €/ha/a**

Si è ritenuto opportuno calcolare il valore futuro della produzione agricola in riferimento all'intera superficie disponibile (superficie lorda) al fine di renderlo pienamente confrontabile con il valore della redditività attuale derivante dall'utilizzo dell'intera area.

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato [...].

L'area attualmente è coltivata a foraggiere autunno - vernine, intervallata da cicli a cereali (frumento, avena, ecc.) prodotti destinati all'alimentazione degli allevamenti ovini caprini.

Nello scenario futuro agrivoltaico la coltivazione indicata per tale area, che meglio combina la necessità di foraggio delle attività zootecniche con le caratteristiche dei filari fotovoltaici, è quella della produzione di foraggio mediante coltivazione di **Prato Polifita Stabile in regime naturale con pascolo ovino** combinata con una eventuale attività di apicoltura, dato che il prato polifita stabile, come spiegato nella relazione agronomica, è un ambiente favorevole alle api.

La combinazione delle due attività, perfettamente sovrapponibili sulla stessa superficie agricola, costituisce indubbiamente un passaggio ad un indirizzo produttivo di valore economico più elevato rispetto a quello attuale.

Uno studio inglese ("*Honeybee pollination benefits could inform solar park business cases, planning decisions and environmental sustainability targets*" - Alona Armstrong et al.) ha stabilito che la presenza di alveari accanto agli impianti fotovoltaici può aumentare la resa delle coltivazioni circostanti, grazie alle attività di impollinazione delle api, assicurando vantaggi non solo ambientali, come una maggiore biodiversità, ma anche di tipo economico, perché i terreni diventano più produttivi.

Secondo le "*Linee guida per l'applicazione dell'agro-fotovoltaico in Italia*" – Andrea Colantoni et al. – **Università della Tuscia**, "[...] *Le teorie degli effetti dei pannelli sugli insetti, ed in particolare sulle api, sono state verificate in fattorie solari sperimentali che utilizzano l'agro-fotovoltaico in abbinamento con l'apicoltura.*

Infatti, ci sono esperienze agricoltura-fotovoltaico-apicoltura in Europa e negli U.S.A. (Jacob and Davis, 2019) che testimoniano un buon livello d'integrazione dei sistemi produttivi circa le relazioni tra api e pannelli fotovoltaici. In via indiretta, possibili benefici per le api e gli altri pronubi possono derivare da uno specifico assetto delle aree investite ad agri-fotovoltaico in relazione ad alcuni aspetti:

- 1) creazione di microhabitat idonei per le fioriture anche nei periodi tipicamente poveri di risorse trofiche per le api (piena-tarda estate nell'area mediterranea) grazie al parziale ombreggiamento delle strutture FV;*
- 2) semine e piantumazioni ad hoc da includere nel planning degli impianti agro-fotovoltaici con relativa verifica delle condizioni "migliorative".*

Da tale punto di vista fa certamente scuola il "pollinator-friendly solar sites act" del Minnesota (USA) che dal 2016 prevede la valutazione delle installazioni fotovoltaiche in ambiente rurale (solar sites) nell'ottica del mantenimento/miglioramento dell'habitat per gli insetti impollinatori tenendo in conto la pianificazione in termini di biodiversità vegetale: i) tra e sotto le installazioni FV; ii) nelle aree perimetrali delle installazioni e nelle immediate adiacenze (buffer)."

Il progetto agrivoltaico è stato studiato facendo riferimento alle norme che regolano l'agricoltura biologica". In particolare, il pascolo diretto, evitando l'utilizzo di mezzi meccanici per la raccolta del foraggio con conseguente inquinamento da idrocarburi, rientra nelle pratiche dell'agricoltura biologica, che, pertanto, potrà essere attuata in fase di esercizio dell'impianto agrivoltaico.

IL PARAMETRO B.1 È VERIFICATO.**B.2 Producibilità elettrica minima**

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ($FV_{standard}$ in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 FV_{standard}$$

Da una ricognizione di numerosi progetti collocati nella stessa zona di intervento, la producibilità elettrica **$FV_{standard}$ è pari a circa 1.01 GWh/ha/anno.**

L'impianto in questione produrrà circa 45,1 GWh/anno su una superficie complessiva disponibile di 43,08 ha.

Pertanto, la producibilità **FV_{agri} è pari a 1,05 GWh/ha/anno.**

$$FV_{agri} / FV_{standard} = 1,05 \geq 0,6$$

IL PARAMETRO B.2 È VERIFICATO.**REQUISITO C**

L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra.

TIPO 1) l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicitare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo.

TIPO 2) l'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un uso combinato del suolo, con un grado di integrazione tra l'impianto fotovoltaico e la coltura più basso rispetto al precedente (poiché i moduli fotovoltaici non svolgono alcuna funzione sinergica alla coltura).

TIPO 3) i moduli fotovoltaici sono disposti in posizione verticale. L'altezza minima dei moduli da terra non incide significativamente sulle possibilità di coltivazione (se non per l'ombreggiamento in determinate ore del giorno), ma può influenzare il grado di connessione dell'area, e cioè il possibile passaggio degli animali, con implicazioni sull'uso dell'area per attività legate alla zootecnia. Per contro, l'integrazione tra l'impianto agrivoltaico e la coltura si può esplicitare nella protezione della coltura compiuta dai moduli fotovoltaici che operano come barriere frangivento.

Per differenziare gli impianti fra il tipo 1) e il 2) l'altezza da terra dei moduli fotovoltaici è un parametro caratteristico.

In via teorica, determinare una soglia minima in termini di altezza dei moduli da terra permette infatti di assicurare che vi sia lo spazio sufficiente per lo svolgimento dell'attività agricola al di sotto dei moduli, e di limitare il consumo di suolo. Tuttavia, come già analizzato, vi possono essere configurazioni tridimensionali, nonché tecnologie e attività agricole adatte anche a impianti con moduli installati a distanze variabili da terra.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e **l'altezza media dei moduli su strutture mobili**, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, si possono fissare come valori di riferimento per rientrare nel tipo 1) e 3):

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- **2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).**

Si può concludere che:

- Gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti agrivoltaici avanzati che rispondono al REQUISITO C.
- Gli impianti agrivoltaici di tipo 2), invece, non comportano alcuna integrazione fra la produzione energetica ed agricola, ma esclusivamente un uso combinato della porzione di suolo interessata.

Nel caso in esame l'attività agricola al di sotto dei moduli riguarda la produzione di foraggio destinato all'alimentazione di ovini portati al pascolo nelle aree dell'impianto agrivoltaico.

L'altezza media dei moduli da terra è stabilita da progetto in 2,50 m e coincide con l'altezza al fulcro dei tracker monoassiali. L'altezza minima dei moduli da terra nelle posizioni estreme (+ o - 55°) è pari a 0,63 m.

L'IMPIANTO È DI TIPO 1)

REQUISITI D ed E

I sistemi di monitoraggio

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto. L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli esiti dell'attività di monitoraggio, con specifico riferimento alle misure di promozione degli impianti agrivoltaici innovativi citate in premessa, sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):

- D.1) il risparmio idrico;
- D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Nel seguito si riportano i parametri che dovrebbero essere oggetto di monitoraggio a tali fini.

In aggiunta a quanto sopra, al fine di valutare gli effetti delle realizzazioni agrivoltaiche, il PNRR prevede altresì il monitoraggio dei seguenti ulteriori parametri (REQUISITO E):

- E.1) il recupero della fertilità del suolo;
- E.2) il microclima;
- E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici.

Infine, per monitorare il buon funzionamento dell'impianto fotovoltaico e, dunque, in ultima analisi la virtuosità della produzione sinergica di energia e prodotti agricoli, è importante la misurazione della produzione di energia elettrica.

Di seguito una breve disamina di ciascuno dei predetti parametri e delle modalità con cui possono essere monitorati.

D.1 Monitoraggio del risparmio idrico

I sistemi agrivoltaici possono rappresentare importanti soluzioni per l'ottimizzazione dell'uso della risorsa idrica, in quanto il fabbisogno di acqua può essere talvolta ridotto per effetto del maggior ombreggiamento del suolo. L'impianto agrivoltaico, inoltre, può costituire un efficace infrastruttura di recupero delle acque meteoriche che, se opportunamente dotato di sistemi di raccolta, possono essere riutilizzate immediatamente o successivamente a scopo irriguo, anche ad integrazione del sistema presente. È pertanto importante tenere in considerazione se il sistema agrivoltaico prevede specifiche soluzioni integrative che pongano attenzione all'efficientamento dell'uso dell'acqua (sistemi per il risparmio idrico e gestione acque di ruscellamento).

Il fabbisogno irriguo per l'attività agricola può essere soddisfatto attraverso:

- auto-provvigionamento: l'utilizzo di acqua può essere misurato dai volumi di acqua dei serbatoi/autobotti prelevati attraverso pompe in discontinuo o tramite misuratori posti su pozzi aziendali o punti di prelievo da corsi di acqua o bacini idrici, o tramite la conoscenza della portata concessa (l/s) presente sull'atto della concessione a derivare unitamente al tempo di funzionamento della pompa;
- servizio di irrigazione: l'utilizzo di acqua può essere misurato attraverso contatori/misuratori fiscali di portata in ingresso all'impianto dell'azienda agricola e sul by-pass dedicato all'irrigazione del sistema agrivoltaico, o anche tramite i dati presenti nel SIGRIAN;
- misto: il cui consumo di acqua può essere misurato attraverso la disposizione di entrambi i sistemi di misurazione suddetti

Negli ultimi anni, in relazione alle politiche sulla condizionalità, il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali ha emanato, con Decreto Ministeriale del 31/07/2015, le "Linee Guida per la regolamentazione da parte delle Regioni delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo", contenenti indicazioni tecniche per la quantificazione dei volumi prelevati/utilizzati a scopo irriguo. Queste includono delle norme tecniche contenenti metodologie di stima dei volumi irrigui sia in auto-provvigionamento che per il servizio idrico di irrigazione laddove la misurazione non fosse tecnicamente ed economicamente possibile.

Nel citato decreto è indicato che riguardo l'obbligo di misurazione dell'auto-provvigionamento, le Regioni dovranno prevedere, in aggiunta a quanto già previsto dalle disposizioni regionali, anche in attuazione degli impegni previsti dalla eco-condizionalità (autorizzazione obbligatoria al prelievo), l'impostazione di banche dati apposite e individuare, insieme con il CREA, le modalità di registrazione e trasmissione di tali dati alla banca dati SIGRIAN.

Si ritiene quindi possibile fare riferimento a tale normativa per il monitoraggio del risparmio idrico, prevedendo aree dove sia effettuata la medesima coltura in assenza di un sistema agrivoltaico, al fine di poter effettuare una comparazione. Tali valutazioni possono essere svolte, ad esempio, tramite una relazione triennale redatta da parte del proponente.

Dalla Relazione Agronomica si apprende che *“Il prato polifita permanente può richiedere annualmente un ammontare di 2300 – 2600 mc di acqua per ettaro, considerando l’ombreggiamento parziale dovuta alla rotazione dei pannelli associata alla presenza costante del cotico erboso, la risorsa idrica naturale soddisfa il fabbisogno idrico del prato.”*

In sostanza l’attività prevista **NON comporterà alcun consumo idrico.**

D.2 Monitoraggio della continuità dell’attività agricola

Come riportato nei precedenti paragrafi, gli elementi da monitorare nel corso della vita dell’impianto sono:

1. l’esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell’indirizzo produttivo;

Tale attività sarà effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

Inoltre, allo scopo di raccogliere i dati di monitoraggio necessari a valutare i risultati tecnici ed economici della coltivazione e dell’azienda agricola che realizza sistemi agrivoltaici, con la conseguente costruzione di strumenti di benchmark, le aziende agricole che realizzano impianti agrivoltaici dovrebbero aderire alla rilevazione con metodologia RICA, dando la loro disponibilità alla rilevazione dei dati sulla base della metodologia comunitaria consolidata. Le elaborazioni e le analisi dei dati potrebbero essere svolte dal CREA, in qualità di Agenzia di collegamento dell’Indagine comunitaria RICA.

Infine, in caso di applicazione del metodo di produzione biologico il fondo verrà sottoposto ad attività di controllo e certificazione da parte di ente riconosciuto da individuare, al fine di determinarne la conformità con i disciplinari di produzione di cui ai regolamenti comunitari 834/2007 e 889/2008 oltre che al REGOLAMENTO (UE) 2018/848 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 30 maggio 2018 relativo alla produzione biologica e all’etichettatura dei prodotti biologici.

E.1 Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo

Importante aspetto riguarda il recupero dei terreni non coltivati, che potrebbero essere restituiti all'attività agricola grazie alla incrementata redditività garantita dai sistemi agrivoltaici. È pertanto importante monitorare i casi in cui sia ripresa l'attività agricola su superfici agricole non utilizzate negli ultimi 5 anni.

Il monitoraggio di tale aspetto può essere effettuato nell'ambito della relazione di cui al precedente punto, o tramite una dichiarazione del soggetto proponente.

Alcune aree interessate dall'impianto agrivoltaico attualmente non sono coltivate.

Si prevede, a regime, di recuperarle e restituirle all'attività agricola prevista dal progetto. Tali modifiche saranno riportate nella relazione asseverata di cui al punto D.2

E.2 Monitoraggio del microclima

Il microclima presente nella zona ove viene svolta l'attività agricola è importante ai fini della sua conduzione efficace. Infatti, l'impatto di un impianto tecnologico fisso o parzialmente in movimento sulle colture sottostanti e limitrofe è di natura fisica: la sua presenza diminuisce la superficie utile per la coltivazione in ragione della palificazione, intercetta la luce, le precipitazioni e crea variazioni alla circolazione dell'aria.

L'insieme di questi elementi può causare una variazione del microclima locale che può alterare il normale sviluppo della pianta, favorire l'insorgere ed il diffondersi di fitopatie così come può mitigare gli effetti di eccessi termici estivi associati ad elevata radiazione solare determinando un beneficio per la pianta (effetto adattamento).

L'impatto cambia da coltura a coltura e in relazione a molteplici parametri, tra cui le condizioni pedoclimatiche del sito.

Tali aspetti possono essere monitorati tramite sensori di temperatura, umidità relativa e velocità dell'aria unitamente a sensori per la misura della radiazione posizionati al di sotto dei moduli fotovoltaici e, per confronto, nella zona immediatamente limitrofa ma non coperta dall'impianto. In particolare, il monitoraggio potrebbe riguardare:

- la temperatura ambiente esterno (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- la temperatura retro-modulo (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- l'umidità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno, misurata con igrometri/psicrometri (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti);
- la velocità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno, misurata con anemometri.

I risultati di tale monitoraggio possono essere registrati, ad esempio, tramite una relazione triennale redatta da parte del proponente.

Implementazione di sistemi di monitoraggio

Sarà predisposta una stazione meteo-climatica completa per agricoltura per la misurazione di pioggia, vento, temperatura, umidità dell'aria, pressione atmosferica, radiazione solare, bagnatura fogliare con incluso software previsionale la gestione del bilancio idrico con accesso via web da PC e cellulare al fine di verificare l'evoluzione dell'ambiente microclimatico aziendale integrato con l'uso di tensiometri digitali utilizzati per la misurazione continua dell'umidità del terreno in base alla tensione di aspirazione.

Da tali rilevazioni confrontate con dati storici si potrà avere evidenza del bilancio idrico della coltura praticata in integrazione con l'impianto fotovoltaico predisposto.

Si procederà inoltre a periodici campionamento dei terreni da sottoporre ad analisi al fine di monitorare l'impatto sulla fertilità del suolo in particolare per quanto riguarda il livello di sostanza organica e dei nitrati.

Particolare attenzione sarà alla movimentazione delle eventuali greggi pascolanti in materia di controllo veterinario al fine di preservare il foraggio coltivato da diventare habitat di patogeni.

Il cotico erboso dovrà essere monitorato periodicamente (ogni tre/quattro mesi) attraverso osservazioni di campagna al fine di verificarne:

- la composizione in percentuale di graminacee, leguminose
- la presenza di altre essenze pabulari e di infestanti;
- la copertura del suolo;
- il livello di sfruttamento del pascolo.

E.3 Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici

La produzione di elettricità da moduli fotovoltaici deve essere realizzata in condizioni che non pregiudichino l'erogazione dei servizi o le attività impattate da essi in ottica di cambiamenti climatici attuali o futuri.

Come stabilito nella circolare del 30 dicembre 2021, n. 32 recante " Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (DNSH)", **dovrà essere prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico attuale e futuro in relazione ad alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea.**

In conclusione, l'impianto in oggetto, in relazione alle **Linee guida in materia di Impianto agrivoltaici**, può essere inquadrato come **IMPIANTO AGRIVOLTAICO**.

10. IMPIANTO FV – DIMENSIONAMENTO E CALCOLI

CRITERIO GENERALE DI PROGETTO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud se strutture fisse o orientamento Nord-Sud se tracker ad inseguimento monoassiale ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante le seguenti formule:

$$\text{Totale perdite standard [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

$$\text{Totale perdite con ottimizzatore [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a. Perdite per riflessione.
- b. Perdite per ombreggiamento.
- c. Perdite per mismatching.
- d. Perdite per effetto della temperatura.
- e. Perdite nei circuiti in continua.
- f. Perdite negli inverter.
- g. Perdite nei circuiti in alternata.

CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

10.1 Dimensionamento dell'impianto

L'impianto (Codice Pratica **202203131**), è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in alta tensione (36 kV). Ha una potenza totale pari a 29.439,80 kWp fornita da 10 inverter, per una potenza per inverter pari a 3.125 kW. L'impianto è costituito da 43.940 moduli da 670 Wp ciascuno, con una superficie captante pari a 136.477,60. m². L'energia prodotta dall'impianto in un anno è: **45.096.147,80 kWh** (equivalente a 1.531,81 kWh/kW).

10.2 Calcoli elettrici

Nel seguito i calcoli di dimensionamento e verifica si riferiscono al singolo inverter e quindi alla singola cabina. I 10 inverter hanno tutti la stessa configurazione.

Ciascuna cabina fornisce una produzione di energia annua pari a 4.509.614,78 kWh (equivalente a 1.531,81 kWh/kW), derivante da 4.394 moduli che occupano una superficie di 13.647,76 m².

Dati tecnici (per inverter)	
Superficie totale moduli	13 647.76 m²
Numero totale moduli	4 394
Numero totale inverter	1
Energia totale annua	4 509 614.78 kWh
Potenza totale	2 943.980 kW
Potenza fase L1	981.327 kW
Potenza fase L2	981.327 kW
Potenza fase L3	981.327 kW
Energia per kW	1 531.81 kWh/kW
Sistema di accumulo	Assente
Capacità di accumulo utile	-
Capacità di accumulo nominale	-
BOS standard	74.97 %

ENERGIA PRODOTTA

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

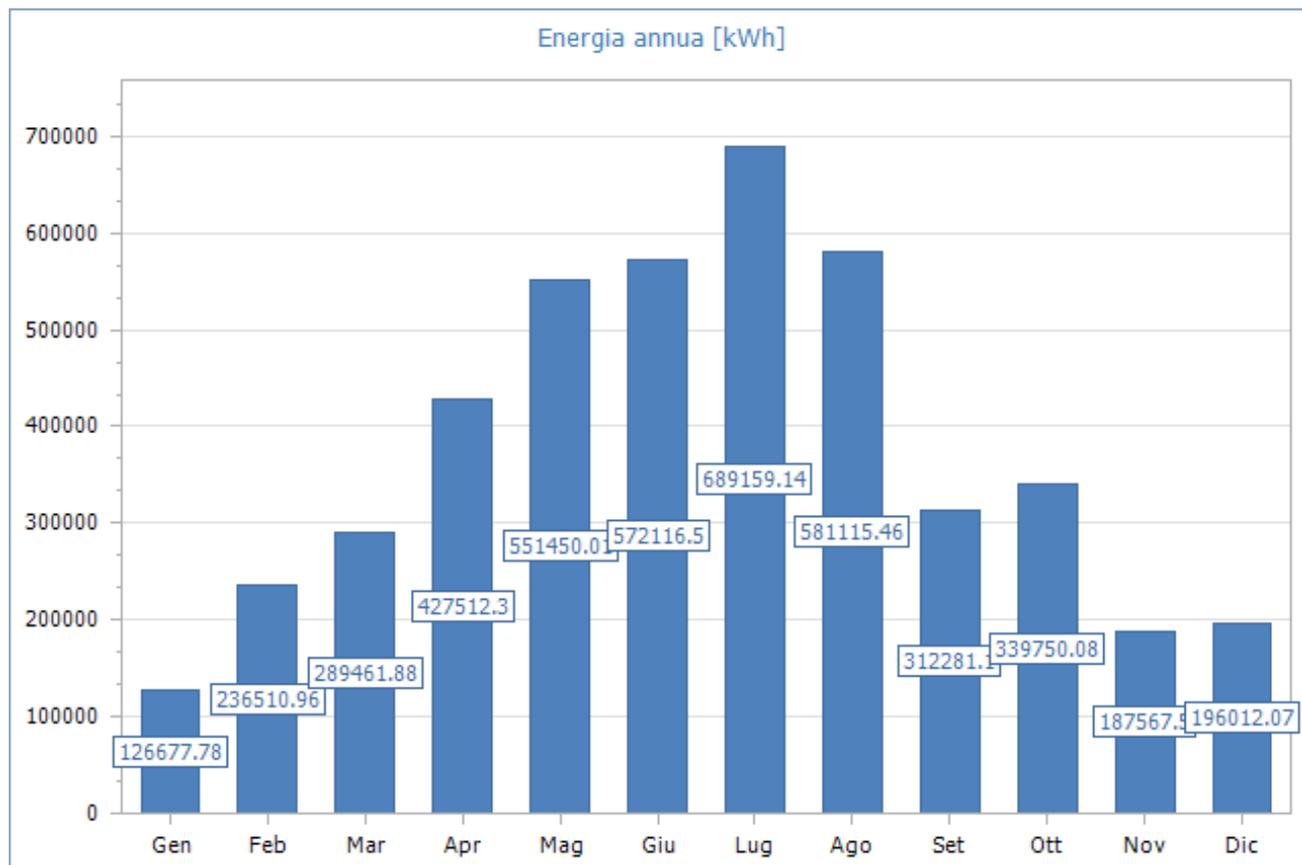


Fig. 7: Energia mensile prodotta da un singolo inverter

Dati generali	
Descrizione	TUSCANIA 028TUS (singola cabina)
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2 943.980 kW
Energia totale annua	4 509 614.78 kWh

Inverter	
Marca – Modello	Sungrow Power Supply Co., Ltd. - SG3125HV-20 o eq.
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	106.15 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	3 125 000 W
Numero inverter	1
Capacità di accumulo integrata	0.00 kWh

Configurazione inverter					
	N° inverter	Stringhe	Pot. moduli	Pot. inverter	Rapporto pot.
CONF.1	1	Ingresso MPPT 1: 13 x 28 Ingresso MPPT 2: 10 x 28 Ingresso MPPT 3: 10 x 28 Ingresso MPPT 4: 10 x 28 Ingresso MPPT 5: 10 x 29 Ingresso MPPT 6: 10 x 29 Ingresso MPPT 7: 10 x 29 Ingresso MPPT 8: 10 x 29 Ingresso MPPT 9: 10 x 29 Ingresso MPPT 10: 10 x 29 Ingresso MPPT 11: 10 x 29 Ingresso MPPT 12: 10 x 29 Ingresso MPPT 13: 10 x 29 Ingresso MPPT 14: 10 x 29 Ingresso MPPT 15: 10 x 29	2 944.0 kW	3 125.0 kW	106.1 %

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 1

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 182.55 V	Vm a 25 °C = 1 069.60 V	Vm a 70 °C = 924.39 V	
Voc a -10 °C = 1 403.75 V	Voc a 25 °C = 1 290.80 V	Voc a 70 °C = 1 145.59 V	
Im a 25 °C = 228.15 A	Isc a 25 °C = 242.06 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (924.39 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 182.55 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA

Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO
--	-------------------

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (242.06 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 2

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 182.55 V	Vm a 25 °C = 1 069.60 V	Vm a 70 °C = 924.39 V	
Voc a -10 °C = 1 403.75 V	Voc a 25 °C = 1 290.80 V	Voc a 70 °C = 1 145.59 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (924.39 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 182.55 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 3

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 182.55 V	Vm a 25 °C = 1 069.60 V	Vm a 70 °C = 924.39 V	
Voc a -10 °C = 1 403.75 V	Voc a 25 °C = 1 290.80 V	Voc a 70 °C = 1 145.59 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (924.39 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 182.55 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 4

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 182.55 V	Vm a 25 °C = 1 069.60 V	Vm a 70 °C = 924.39 V	
Voc a -10 °C = 1 403.75 V	Voc a 25 °C = 1 290.80 V	Voc a 70 °C = 1 145.59 V	

Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A	
-----------------------	------------------------	--

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (924.39 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 182.55 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 403.75 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 5

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 6

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 7

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 8

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	

Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A	
-----------------------	------------------------	--

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 9

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 10

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 11

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 12

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 13

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 14

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

Verifiche elettriche CONF.1 - MPPT 15

CARATTERISTICHE MODULO			
Vm = 38.20 V	Voc = 46.10 V	Vmax = 1 500.00 V	Coeff. Voc = -0.2500 %/°C
CARATTERISTICHE INGRESSO MPPT			
VMppt min = 875.00 V	VMppt max = 1 300.00 V	Vmax = 1 500.00 V	Imax = 1 998.50 A
DATI GENERATORE			
Vm a -10 °C = 1 224.78 V	Vm a 25 °C = 1 107.80 V	Vm a 70 °C = 957.40 V	
Voc a -10 °C = 1 453.88 V	Voc a 25 °C = 1 336.90 V	Voc a 70 °C = 1 186.50 V	
Im a 25 °C = 175.50 A	Isc a 25 °C = 186.20 A		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (957.40 V) maggiore di Vmppt min. (875.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 224.78 V) minore di Vmppt max. (1 300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 453.88 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (186.20 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1 998.50 A)	VERIFICATO

CAMPO FOTOVOLTAICO – CABINA SINGOLA

Il campo fotovoltaico, CABINA SINGOLA, ha una potenza pari a **2 943.980 kW** e una produzione di energia annua pari a **4.509.614,78 kWh**, derivante da 4.394 moduli con una superficie totale dei moduli di 13.647,76 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile est-ovest
Inclinazione dei moduli (Tilt)	0.0
Orientazione dei moduli (Azimut)	0.0
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 040.59 kWh/m²
Potenza totale	2 943.980 kW
Energia totale annua	4 509 614.78 kWh

Modulo	
Marca – Modello	Trina Solar Limited - Vertex TSM-DE21 645-670W – 670 o equivalenti
Numero totale moduli	4394
Superficie totale moduli	13 647.76 m²

Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Inverter 1 - MPPT 3						
Inverter 1 - Quadro di campo 1 (IN 24 - 33)	H1Z2Z2-K	50.0	1.00	175.50	198.00	0.02
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Inverter 1 - MPPT 4						
Inverter 1 - Quadro di campo 1 (IN 34 - 43)	H1Z2Z2-K	50.0	1.00	175.50	198.00	0.02
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01

Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Inverter 1 - MPPT 8						
Inverter 1 - Quadro di campo 1 (IN 74 - 83)	H1Z2Z2-K	50.0	1.00	175.50	198.00	0.02
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Inverter 1 - MPPT 9						
Inverter 1 - Quadro di campo 1 (IN 84 - 93)	H1Z2Z2-K	50.0	1.00	175.50	198.00	0.02
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01

Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Inverter 1 - MPPT 13						
Inverter 1 - Quadro di campo 1 (IN 124 - 133)	H1Z2Z2-K	50.0	1.00	175.50	198.00	0.02
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Inverter 1 - MPPT 14						
Inverter 1 - Quadro di campo 1 (IN 134 - 143)	H1Z2Z2-K	50.0	1.00	175.50	198.00	0.02
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01

Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Inverter 1 - MPPT 15						
Inverter 1 - Quadro di campo 1 (IN 144 - 153)	H1Z2Z2-K	50.0	1.00	175.50	198.00	0.02
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01
Quadro di campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	1.00	17.55	54.00	0.01

Quadri

Quadro generale	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico differenziale</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
Quadro fotovoltaico	Interruttore magnetotermico

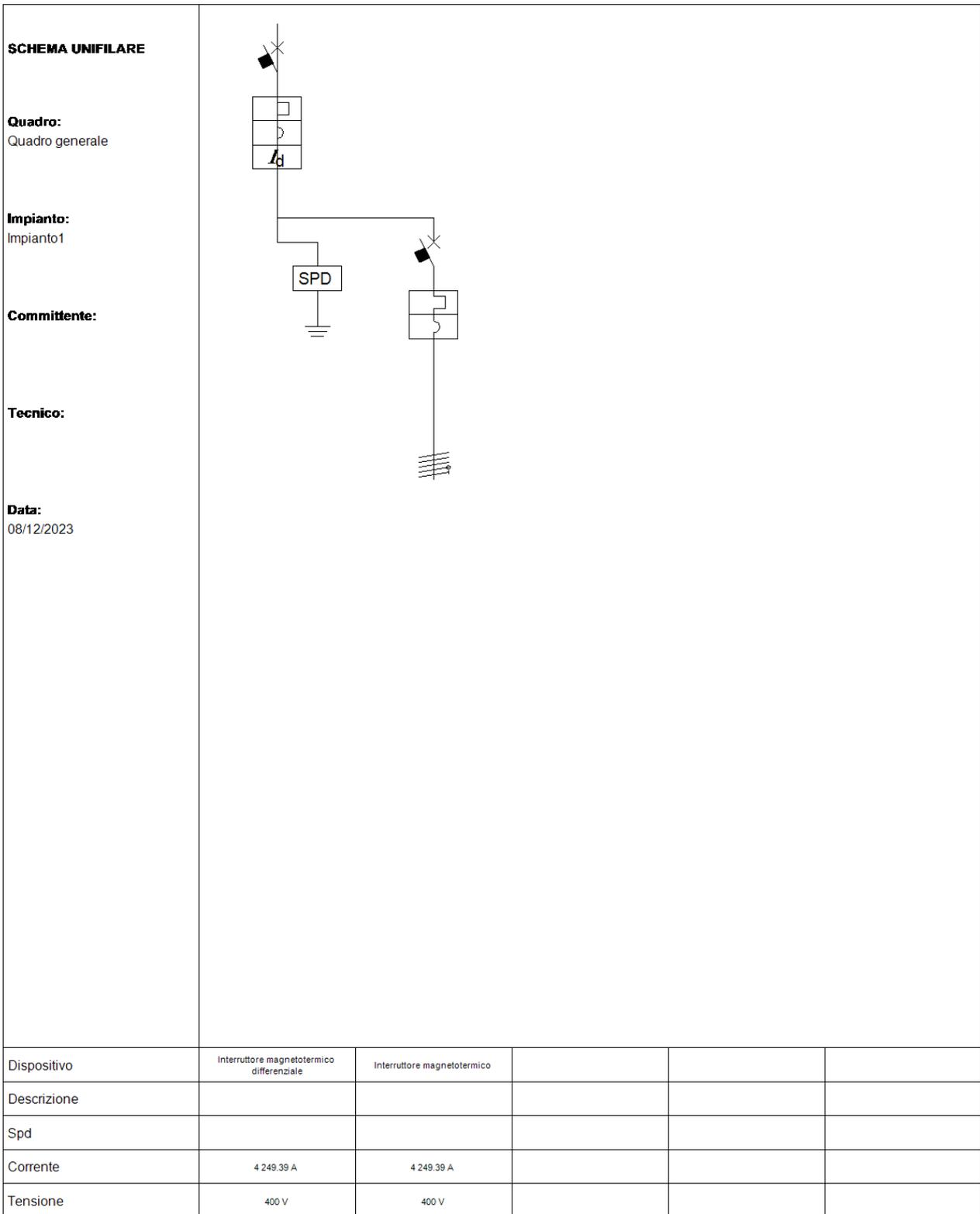


Fig. 8: Schema unifilare quadro "Quadro generale"

Quadro fotovoltaico	
Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico differenziale	
SPD uscita presente	
Protezione sugli ingressi	
Ingresso	Dispositivo
Inverter 1	N.P.

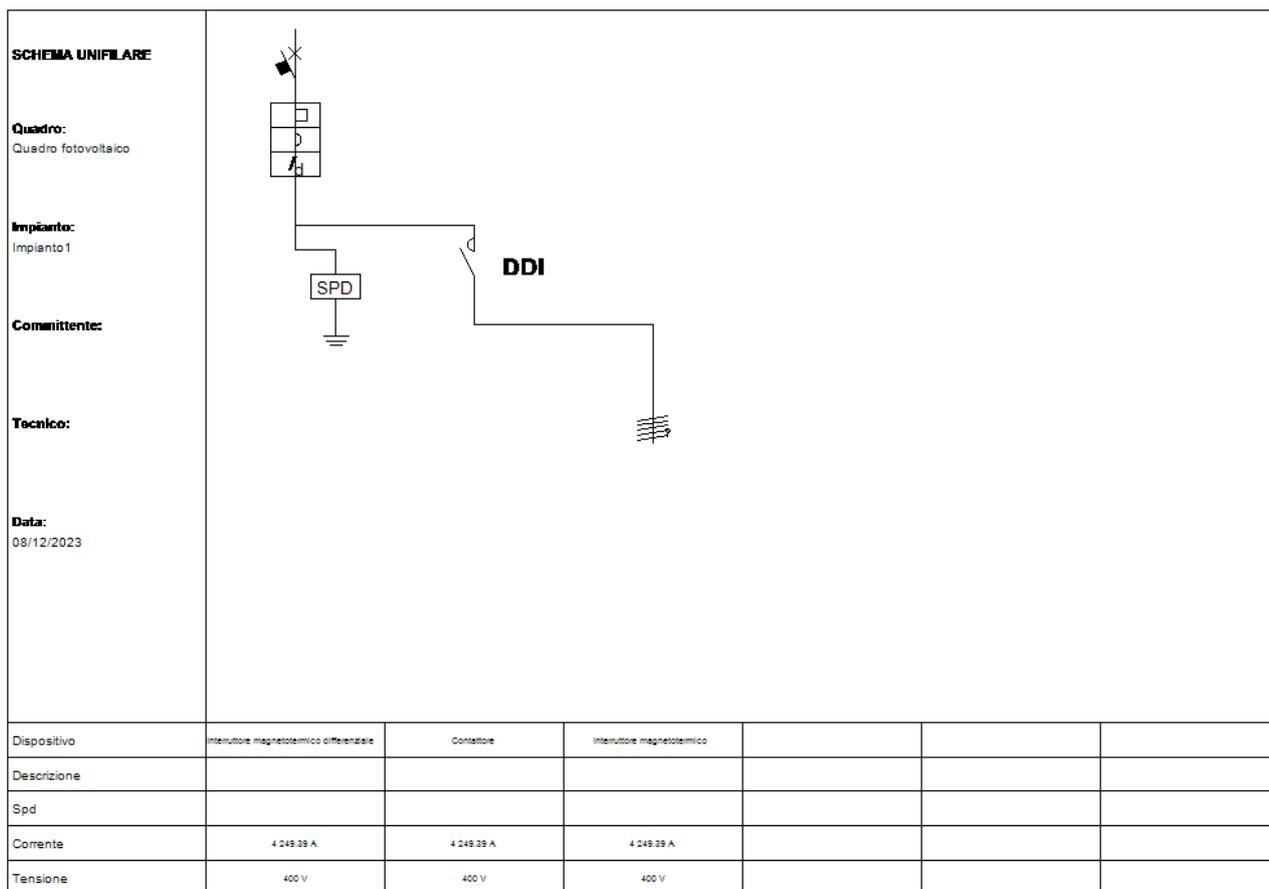


Fig. 9: Schema unifilare quadro "Quadro fotovoltaico"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.1.1 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.2 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.3 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.4 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.5 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.6 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.7 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.8 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.9 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.10 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.11 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.12 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.1.13 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

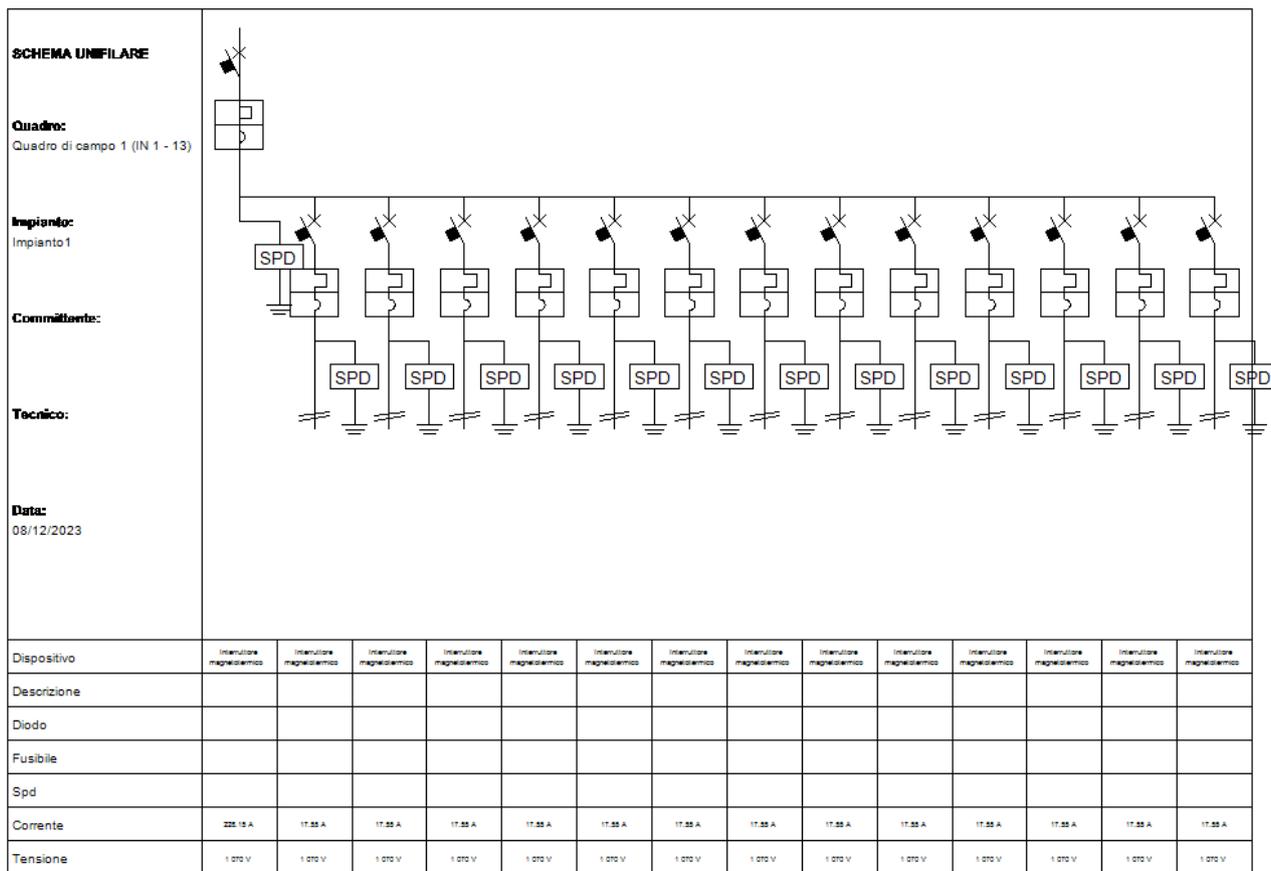


Fig. 10: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.2.1 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.2 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.3 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.4 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.5 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.6 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.7 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.8 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.9 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.2.10 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

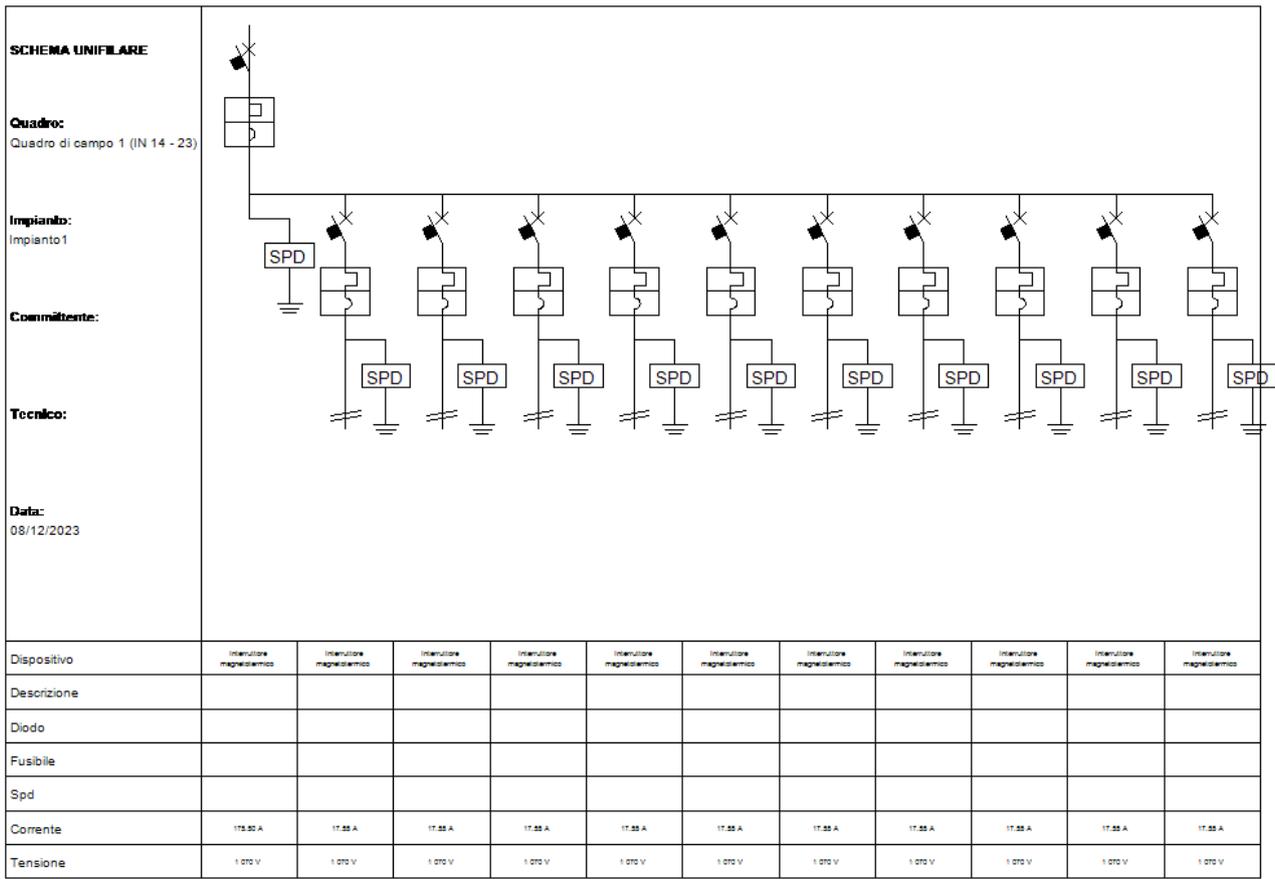


Fig. 11: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.3.1 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.2 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.3 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.4 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.5 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.6 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.7 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.8 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.9 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.3.10 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

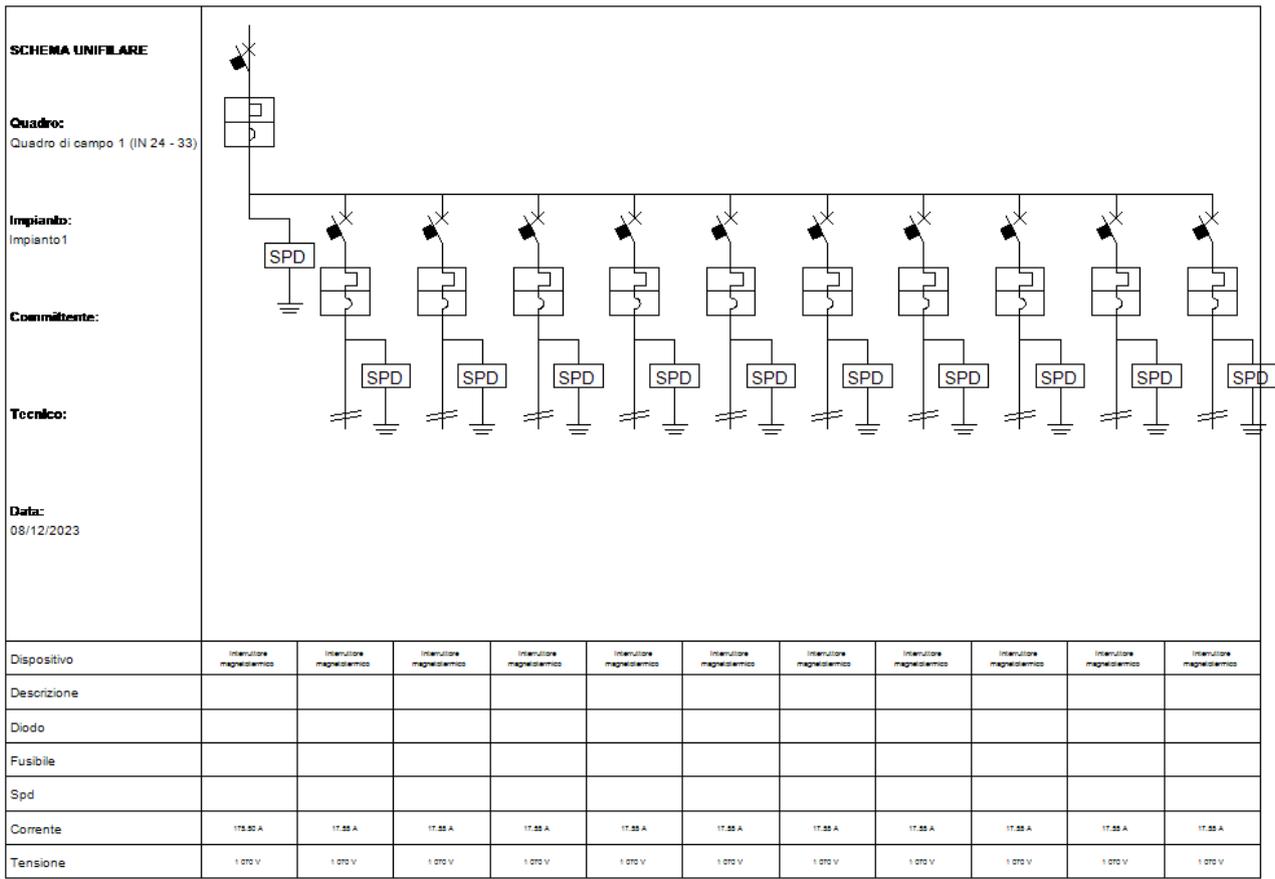


Fig. 12: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.4.1 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.2 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.3 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.4 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.5 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.6 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.7 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.8 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.9 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.4.10 (28 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

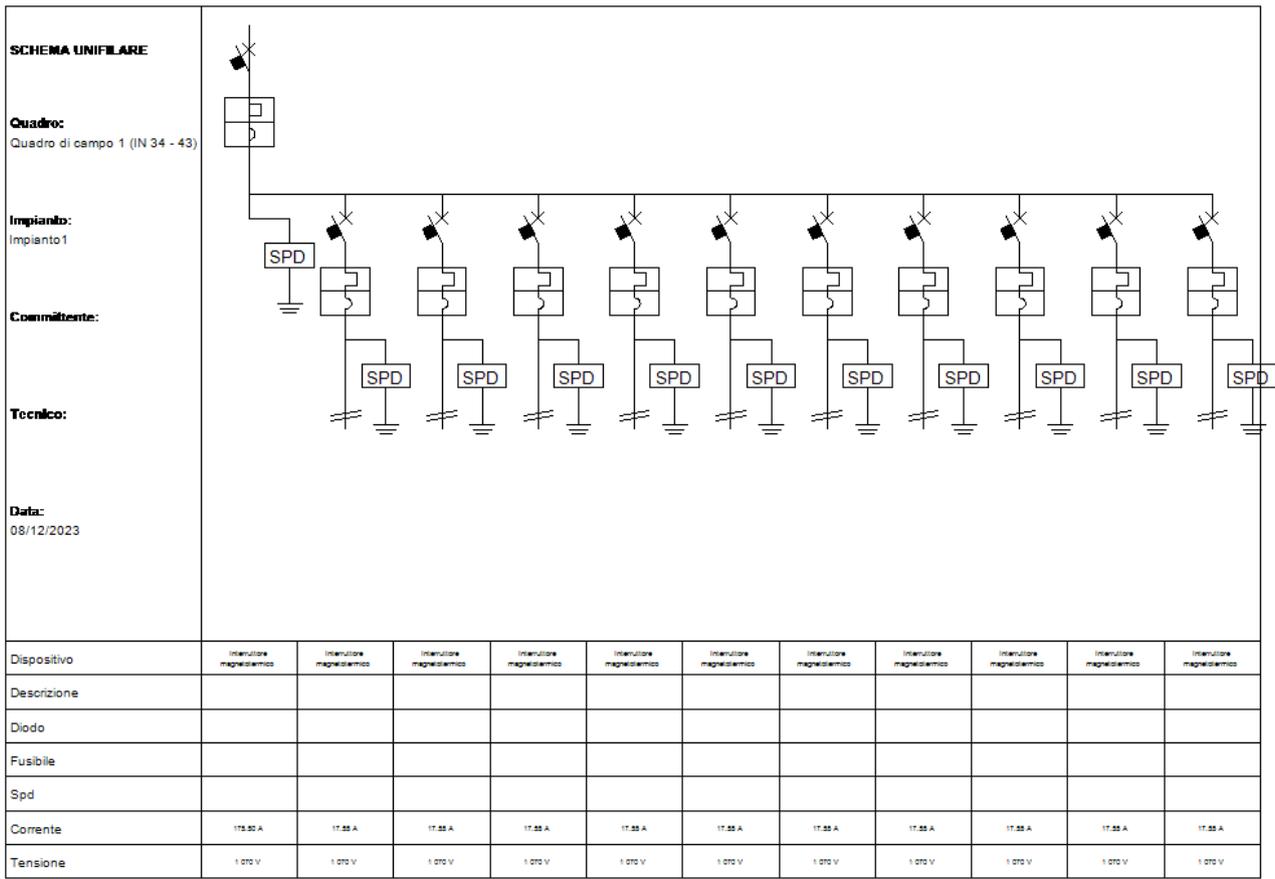


Fig. 13: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.5.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.5.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

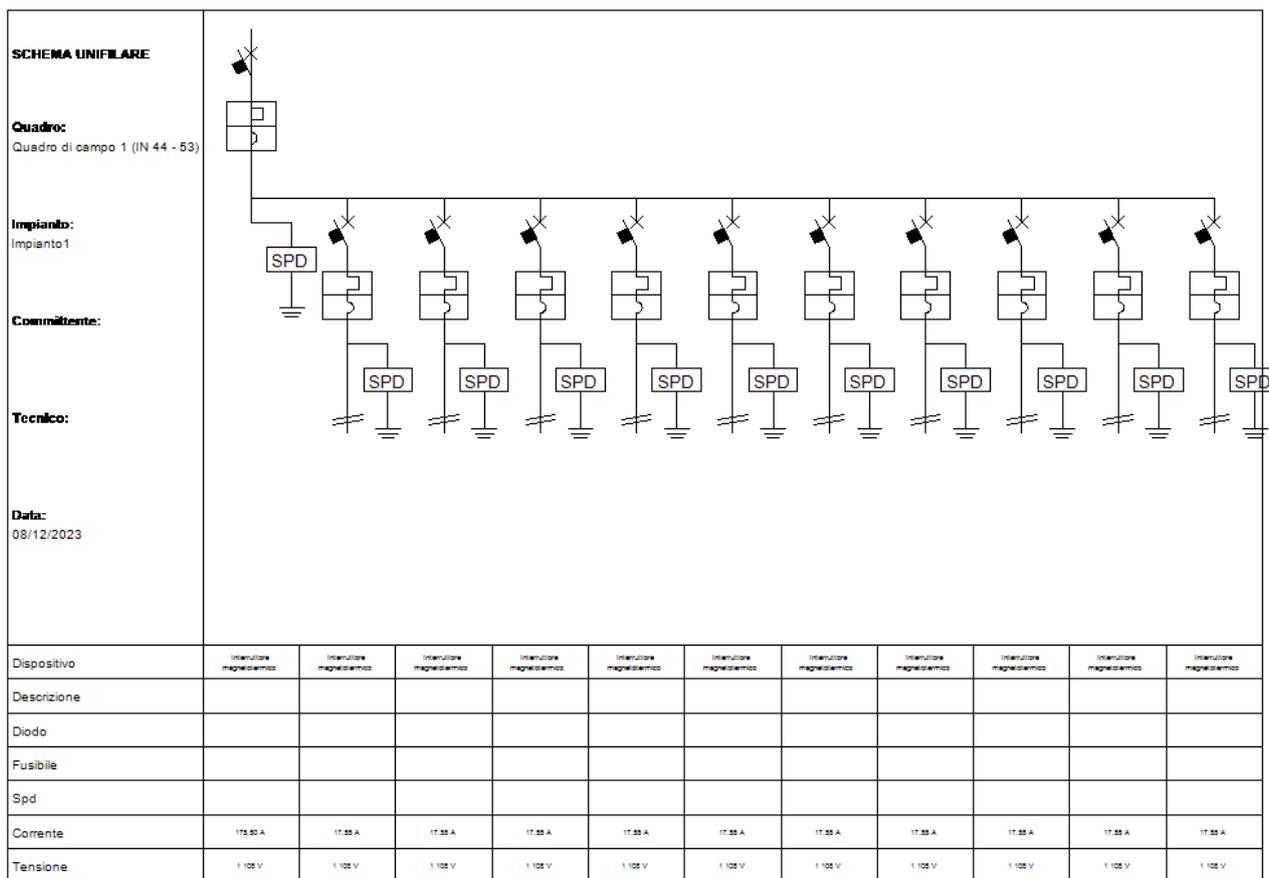


Fig. 14: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.6.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.6.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

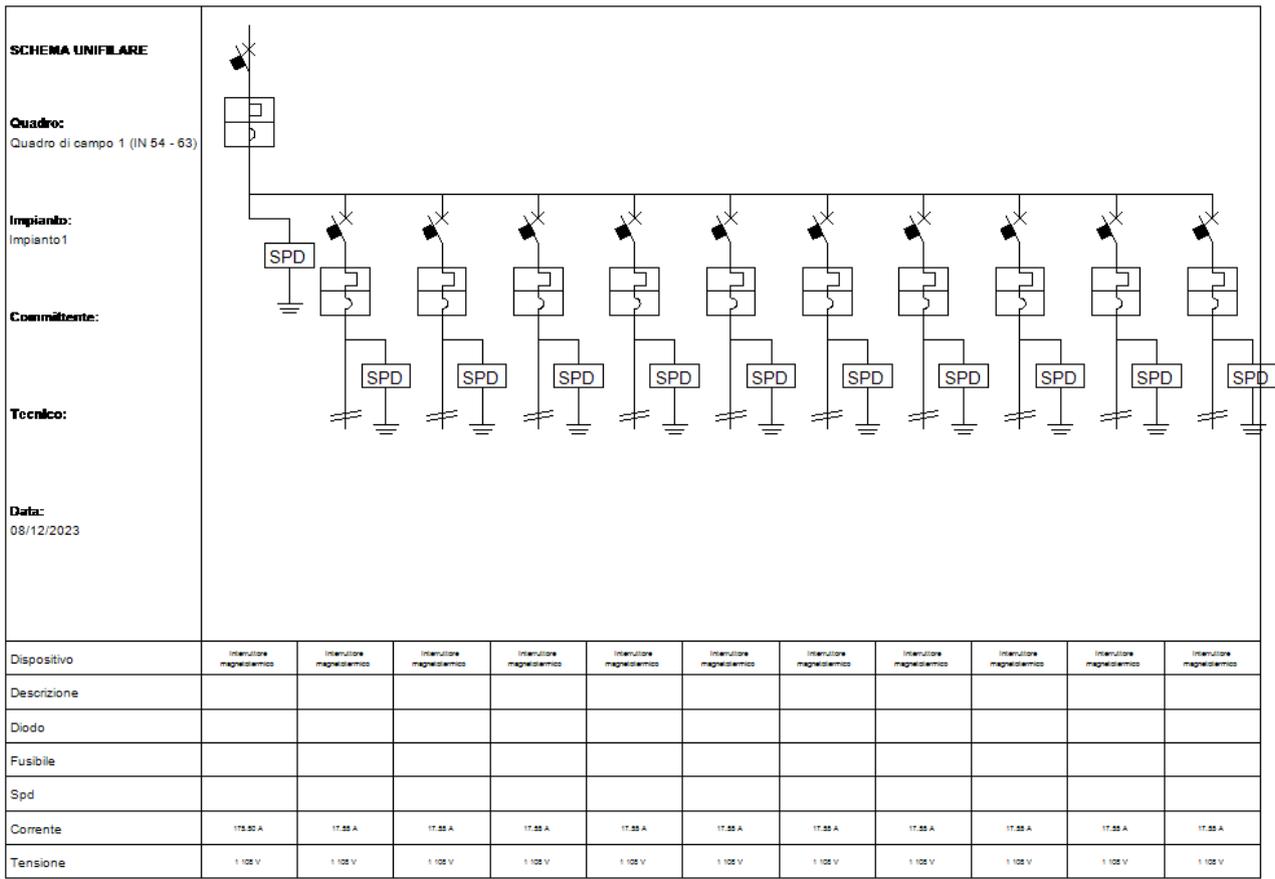


Fig. 15: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.7.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.7.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

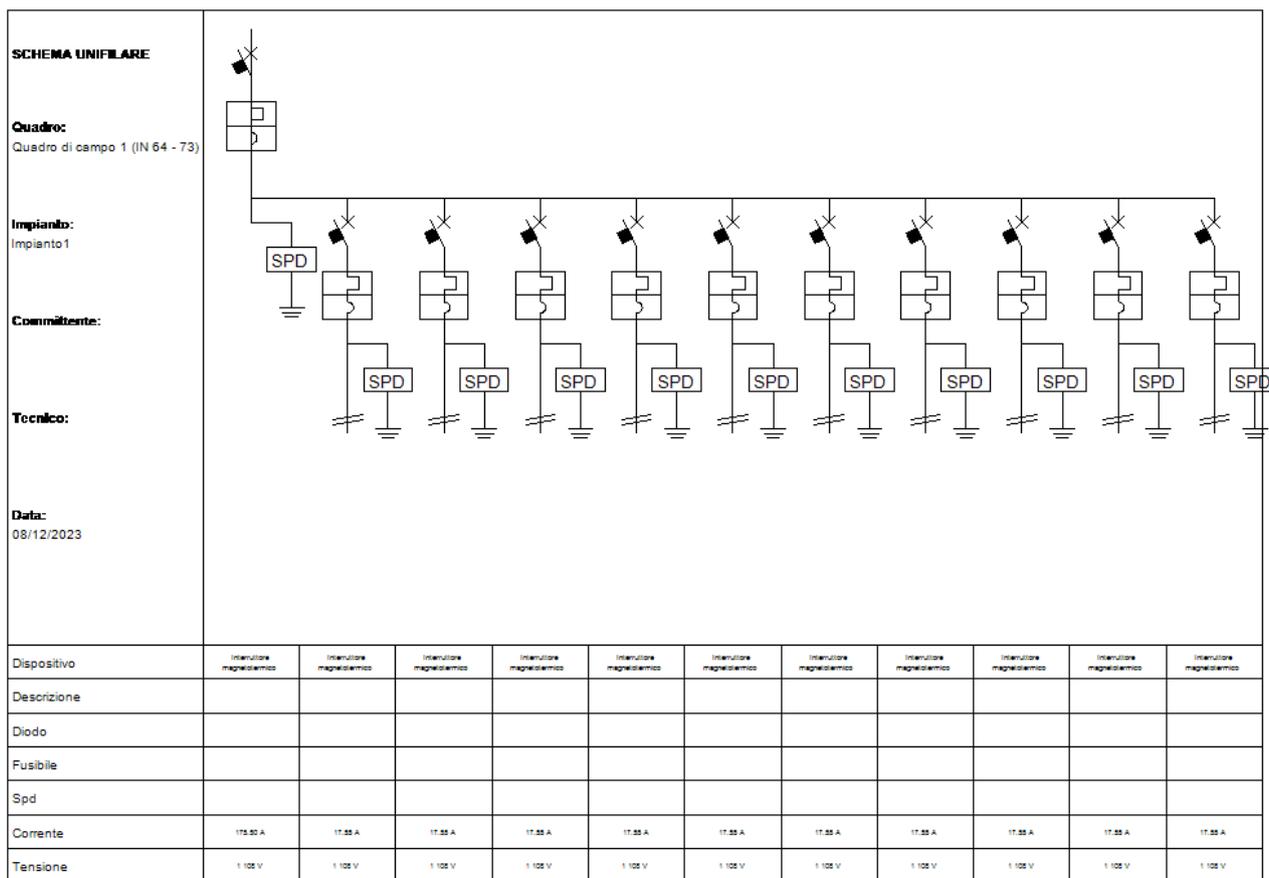


Fig. 16: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.8.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.8.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

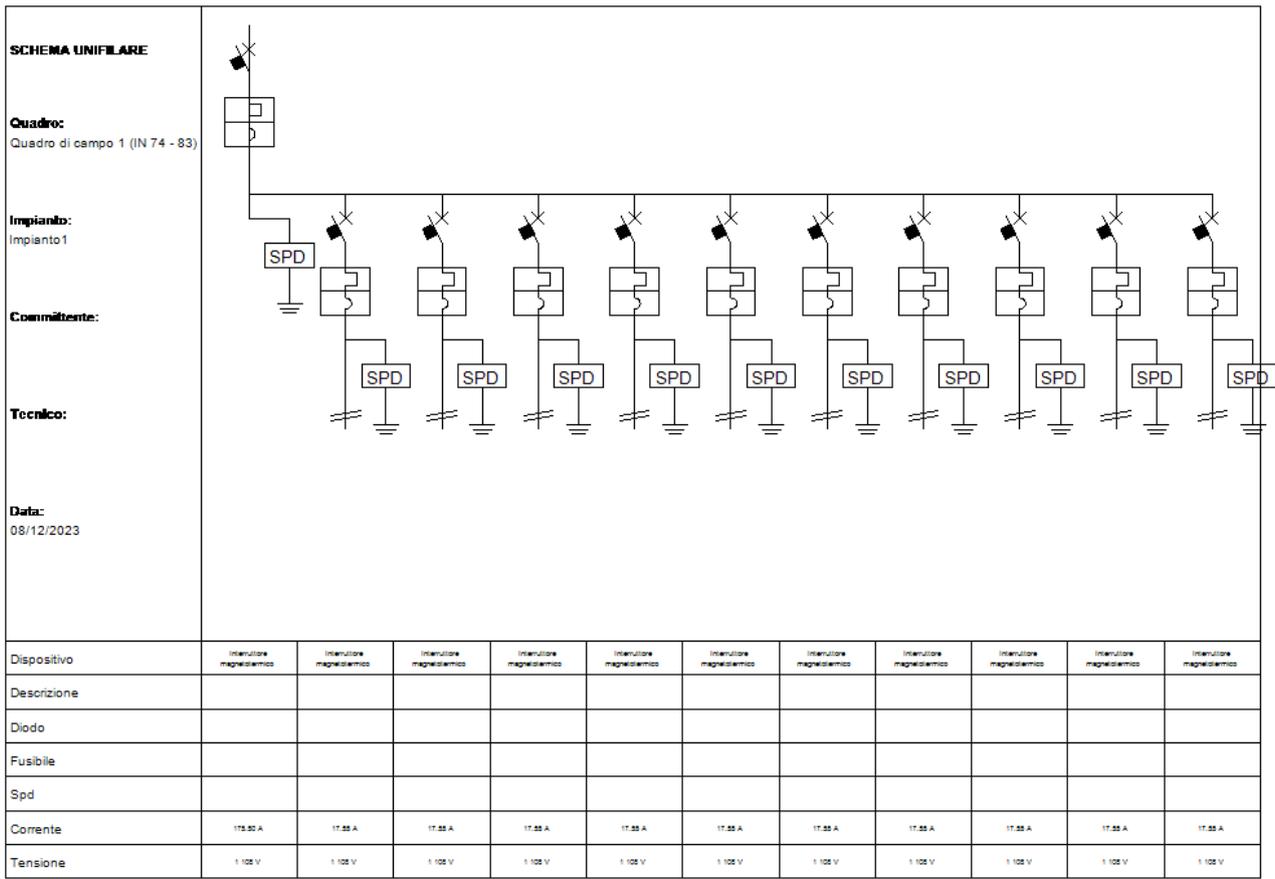


Fig. 13: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.9.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.9.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

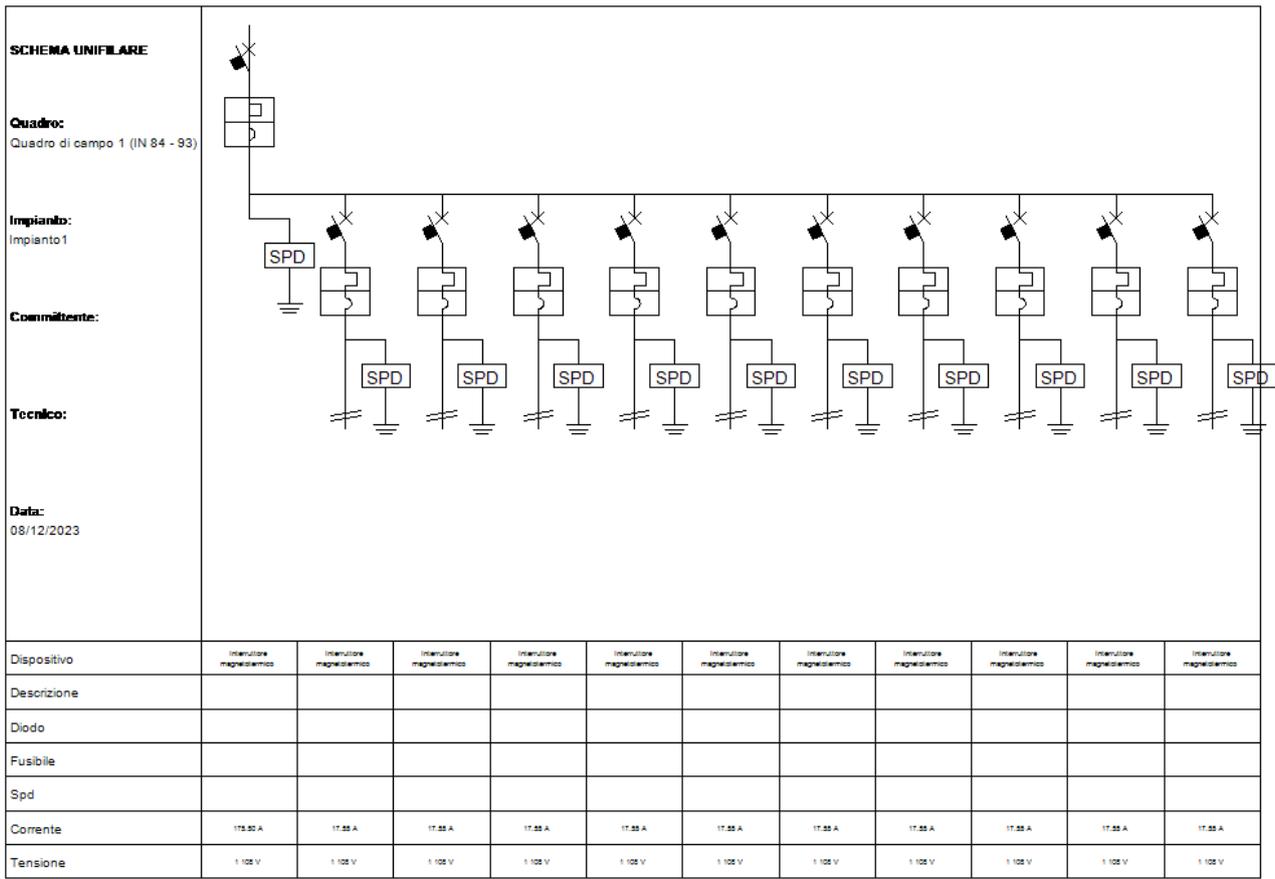


Fig. 14: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.10.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.10.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

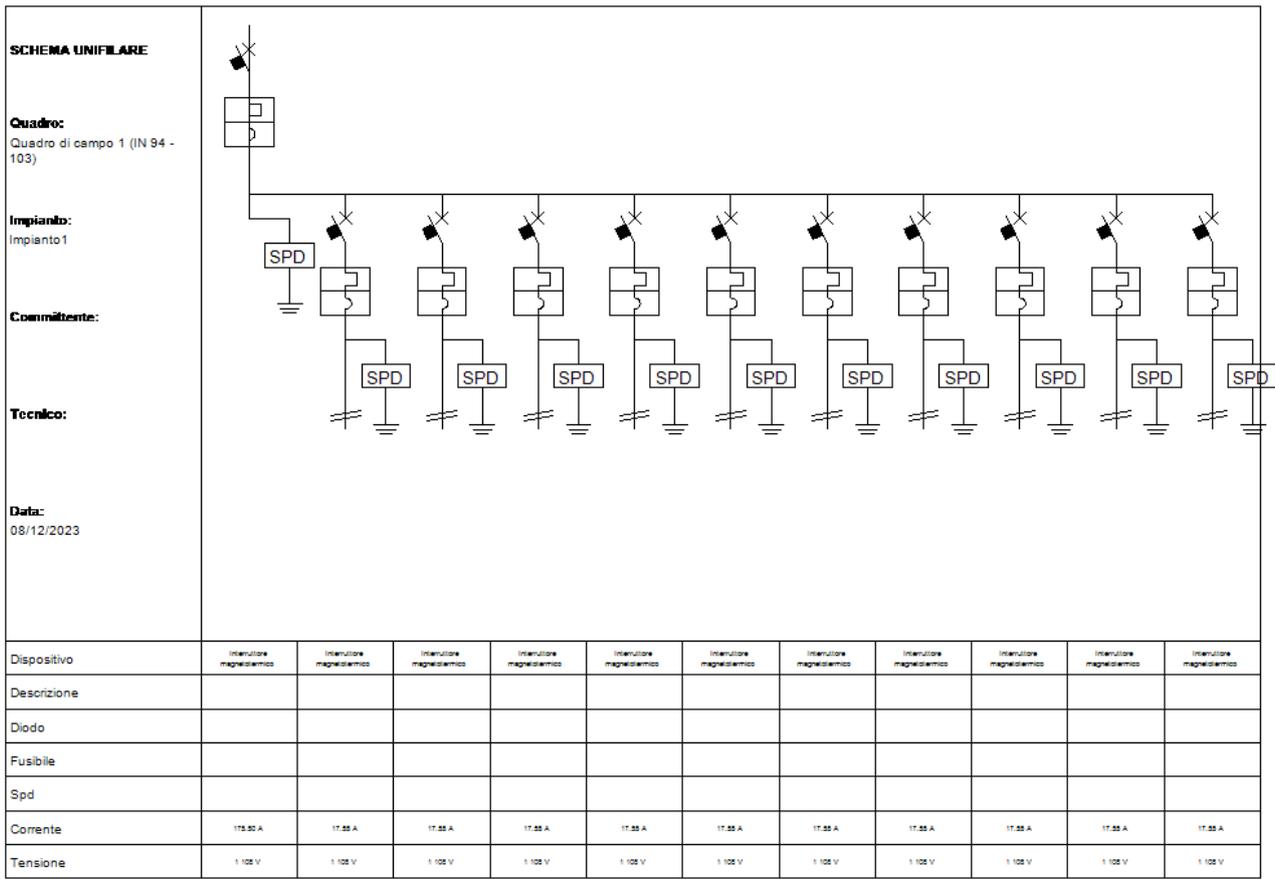


Fig. 15: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.11.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.11.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

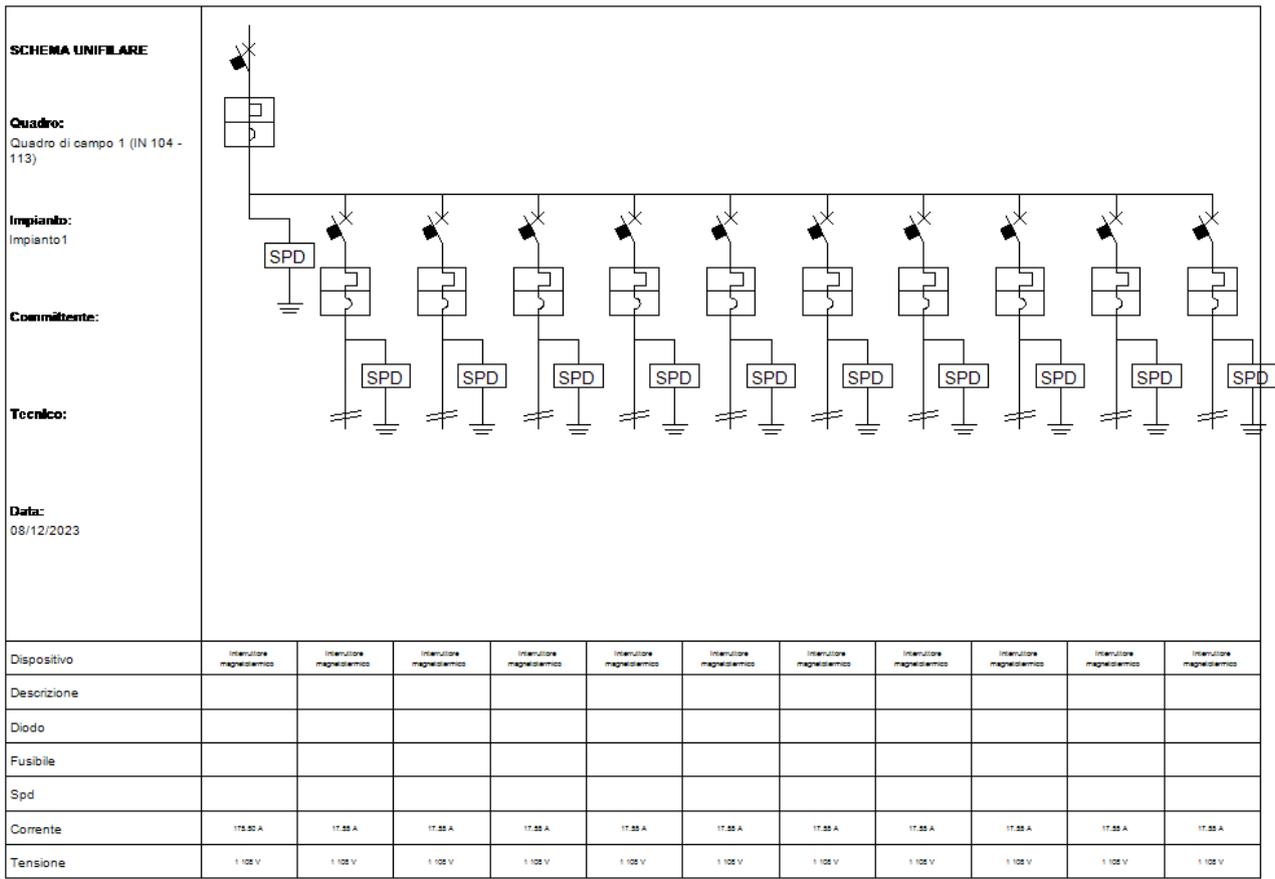


Fig. 16: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.12.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.12.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

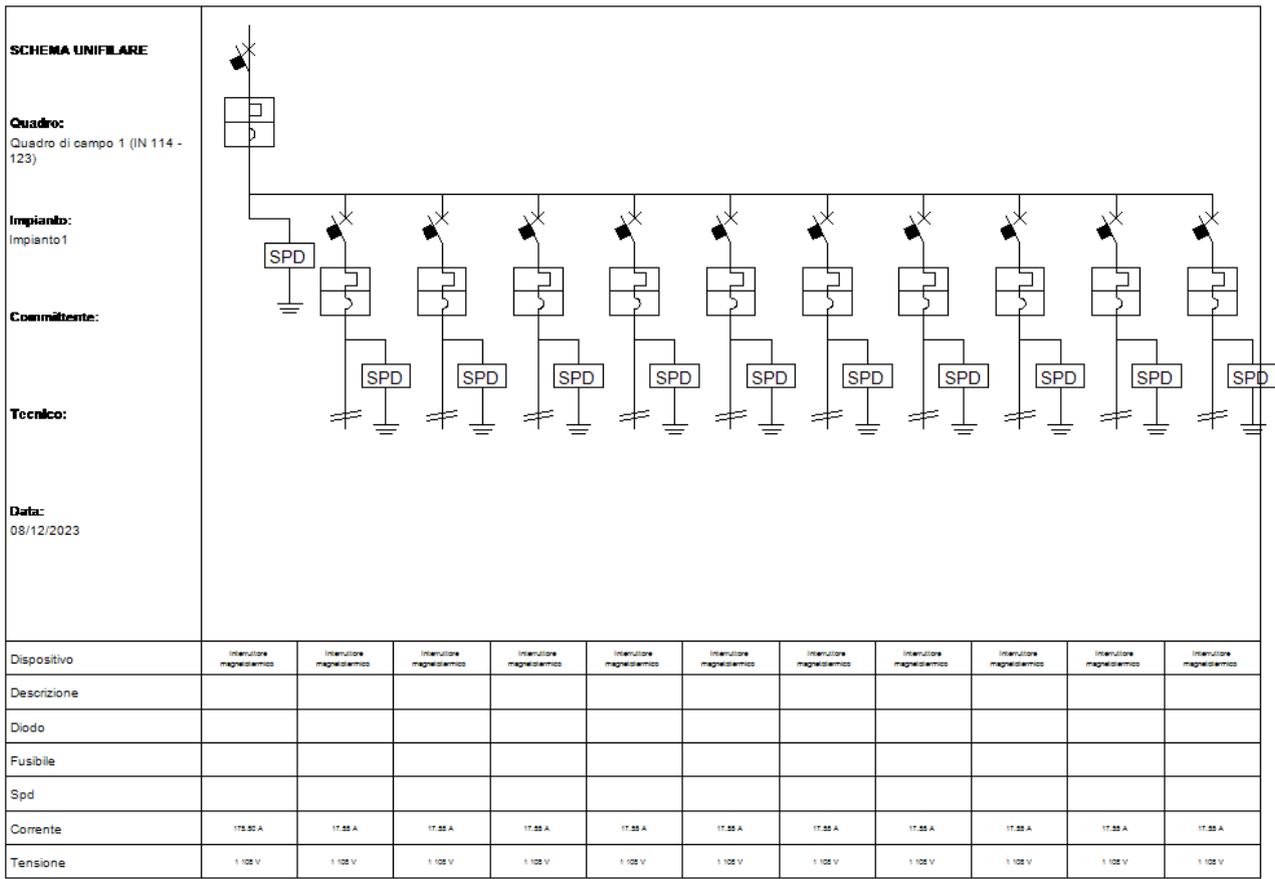


Fig. 17: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.13.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.13.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

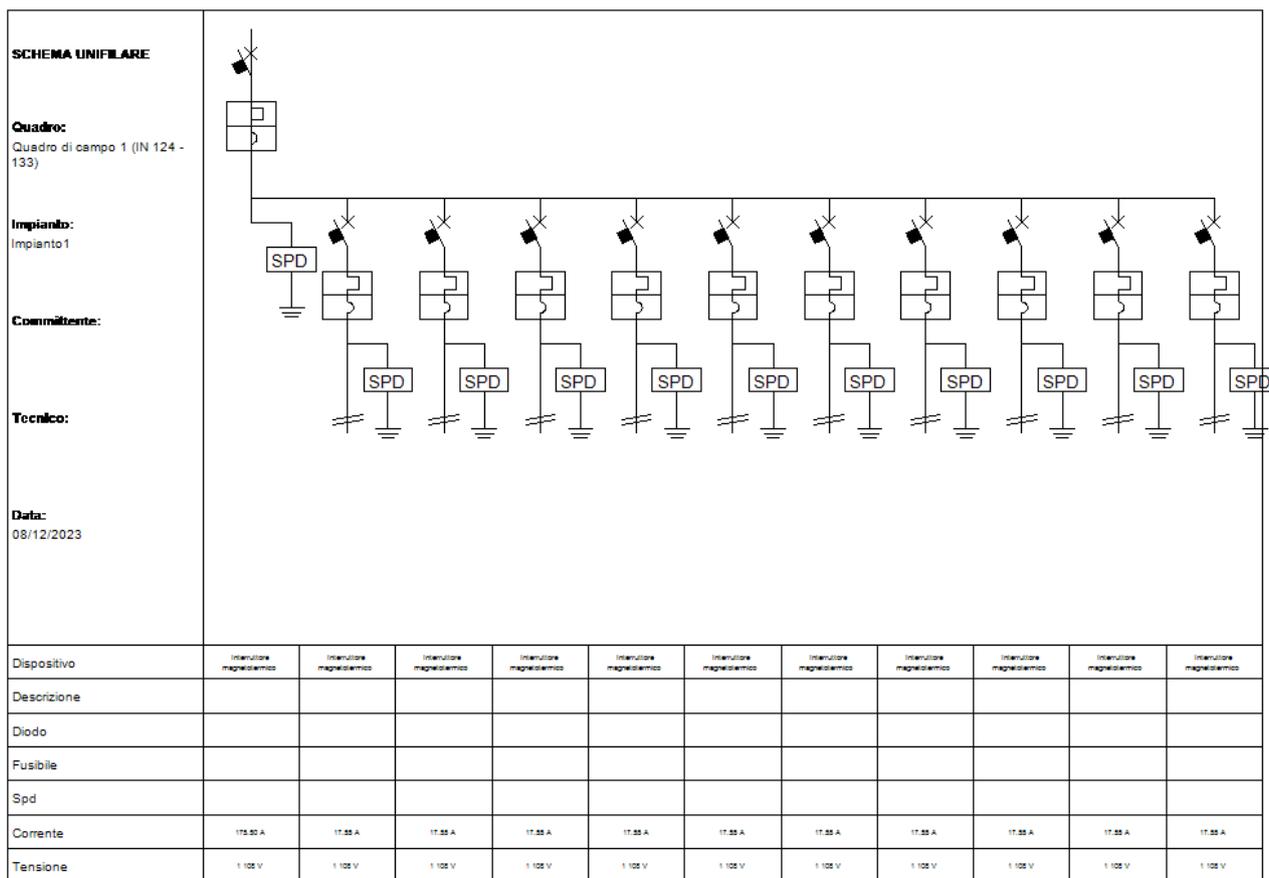


Fig. 18: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.14.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.14.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

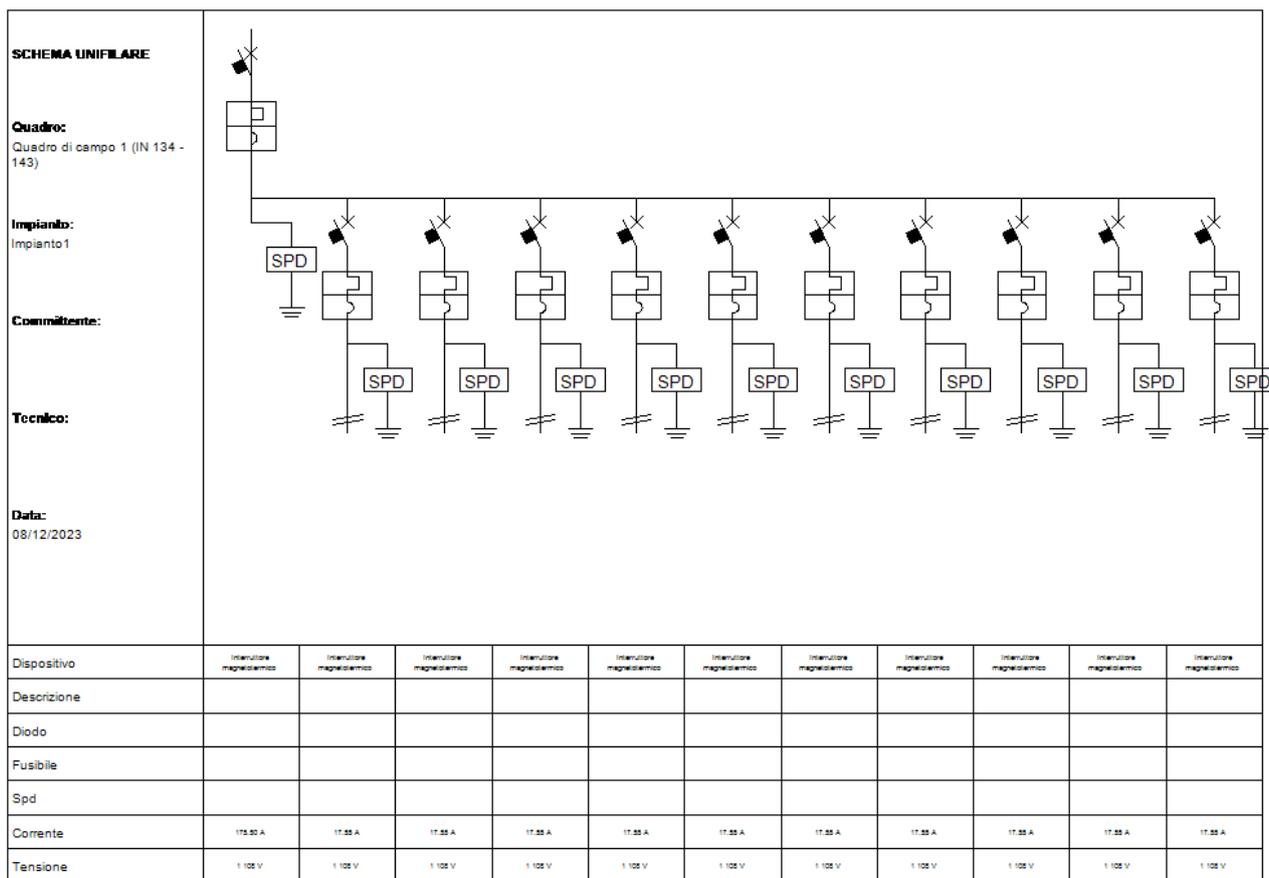


Fig. 19: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

Quadro di campo 1
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>
SPD uscita presente
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 1.15.1 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.2 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.3 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.4 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.5 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.6 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.7 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.8 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.9 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente
Ingresso S 1.15.10 (29 moduli - CABINA SINGOLA) : Interruttore magnetotermico
SPD presente

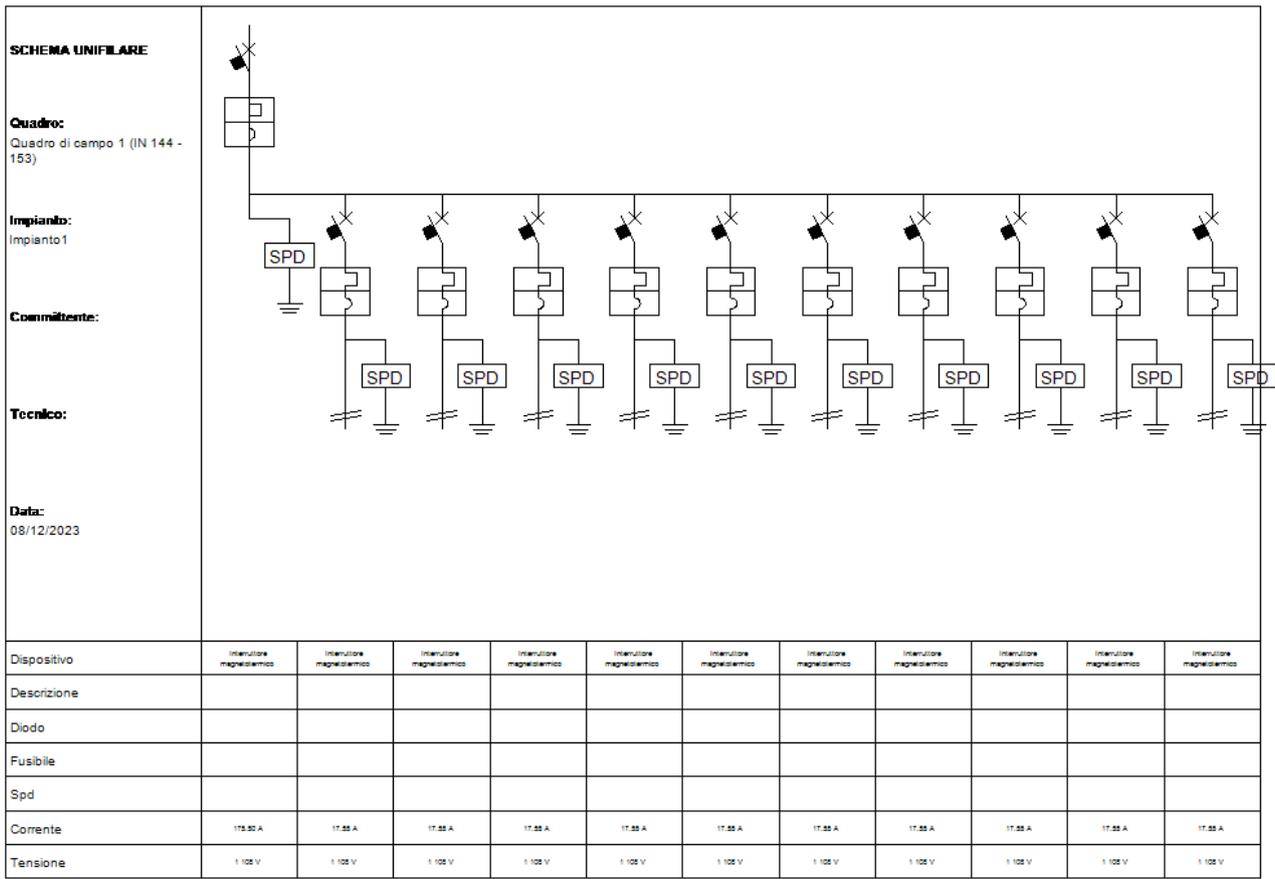


Fig. 20: Schema unifilare quadro "Quadro di campo 1"

DEFINIZIONI - RETE ELETTRICA

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

DEFINIZIONI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.
- Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Condizioni nominali

Sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti.

Costo indicativo cumulato annuo degli incentivi o costo indicativo cumulato degli incentivi

Sommatoria degli incentivi, gravanti sulle tariffe dell'energia elettrica, riconosciuti a tutti gli impianti alimentati da fonte fotovoltaica in attuazione del presente decreto e dei precedenti provvedimenti di incentivazione; ai fini della determinazione del costo generato dai provvedimenti antecedenti al presente decreto, si applicano le modalità previste dal DM 5 maggio 2011; ai fini della determinazione dell'ulteriore costo generato dal presente decreto:

- i) viene incluso il costo degli impianti ammessi a registro in posizione utile. A tali impianti, fino all'entrata in esercizio, è attribuito un incentivo pari alla differenza fra la tariffa incentivante spettante alla data di entrata in esercizio dichiarata dal produttore e il prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di richiesta di iscrizione;
- ii) l'incentivo attribuibile agli impianti entrati in esercizio che accedono ad incentivi calcolati per differenza rispetto a tariffe incentivanti costanti, ivi inclusi gli impianti che accedono a tariffe fisse onnicomprensive, è calcolato per differenza con il valore del prezzo zonale nell'anno precedente a quello in corso;
- iii) la producibilità annua netta incentivabile è convenzionalmente fissata in 1200 kWh/kW per tutti gli impianti.

Data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico

Data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, comunicata dal gestore di rete e dallo stesso registrata in GAUDÌ.

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Impianto fotovoltaico a concentrazione

Un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori; il «fattore di concentrazione di impianto fotovoltaico a concentrazione» è il valore minimo fra il fattore di concentrazione geometrico e quello energetico, definiti e calcolati sulla base delle procedure indicate nella Guida CEI 82-25.

Impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che risponde ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate.

Impianto fotovoltaico con innovazione tecnologica

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche.

Impianto fotovoltaico realizzato su un edificio

Impianto i cui moduli sono posizionati sugli edifici secondo specifiche modalità individuate.

Impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE

A prescindere dall'origine delle materie prime impiegate, sono gli impianti fotovoltaici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli fotovoltaici e gruppi di conversione realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o che sia parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo - SEE (Islanda, Liechtenstein e Norvegia), nel rispetto dei seguenti requisiti:

1. per i moduli fotovoltaici è stato rilasciato l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation, come indicata nella Guida CEI 82-25 e successivi aggiornamenti) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: a) moduli in silicio cristallino: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; b) moduli fotovoltaici in film sottile (thin film): processo di deposizione, assemblaggio/laminazione e test elettrici; c) moduli in film sottile su supporto flessibile: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; d) moduli non convenzionali e componenti speciali: oltre alle fasi di lavorazione previste per i punti a), b) e c), a seconda della tipologia di modulo, anche le fasi di processo che determinano la non convenzionalità e/o la specialità; in questo caso, all'interno del Factory Inspection Attestation va resa esplicita anche la tipologia di non convenzionalità e/o la specialità.

2. Per i gruppi di conversione è stato rilasciato, da un ente di certificazione accreditato EN 45011 per le prove su tali componenti, l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: progettazione, assemblaggio, misure/collaudo.

Impianto - Serra fotovoltaica

Struttura, di altezza minima dal suolo pari a 2 metri, nella quale i moduli fotovoltaici costituiscono gli elementi costruttivi della copertura o delle pareti di un manufatto adibito, per tutta la durata dell'erogazione della tariffa incentivante alle coltivazioni agricole o alla floricoltura. La struttura della serra, in metallo, legno o muratura, deve essere fissa, ancorata al terreno e con chiusure fisse o stagionalmente rimovibili;

Impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra

Impianto per il quale i moduli non sono fisicamente installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, né su pergole, tettoie e pensiline, per le quali si applicano le definizioni di cui all'articolo 20 del DM 6 agosto 2010.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Potenziamento

Intervento tecnologico, realizzato nel rispetto dei requisiti e in conformità alle disposizioni del presente decreto, eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno tre anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di una o più stringhe di moduli fotovoltaici e dei relativi inverter, la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera l). L'energia incentivata a seguito di un potenziamento è la produzione aggiuntiva dell'impianto moltiplicata per un coefficiente di gradazione pari a 0,8.

Produzione netta di un impianto

Produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

Produzione lorda di un impianto

Per impianti connessi a reti elettriche in media o alta tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica; per impianti connessi a reti elettriche in bassa tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore di isolamento o adattamento, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e immessa nella rete elettrica.

Produzione netta aggiuntiva di un impianto

Aumento espresso in kWh, ottenuto a seguito di un potenziamento, dell'energia elettrica netta prodotta annualmente e misurata attraverso l'installazione di un gruppo di misura dedicato.

Punto di connessione

Punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Rifacimento totale

Intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi di almeno tutti i moduli e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Servizio di scambio sul posto

Servizio di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e successive modifiche ed integrazioni.

Sezioni

"...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n° 79 del 16-03-99)

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi:

l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale: ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

11. COMPONENTI DI IMPIANTO

11.1 Modulo fotovoltaico

L'impianto sarà composto da 43.940 moduli in silicio monocristallino della potenza di 670 Wp, nelle condizioni d'irraggiamento pari a 1000 W/m² e alla temperatura ambiente di 25°C, A.M. 1,5, condizioni contemplate nelle STC (Standard Test Conditions). I risultati dei calcoli riportati nella presente relazione di progetto si basano quindi sulle impostazioni dei dati alle suddette STC.

I moduli fotovoltaici sono dotati di diodi di by-pass, ogni stringa è dotata delle protezioni necessarie ad evitare eventuali correnti di ritorno.

Inoltre, il pannello avrà le seguenti caratteristiche:

- Potenza di picco: 670W (tolleranza 0/+5 W)
- Tensione alla massima potenza: 38.2 V
- Corrente alla massima potenza: 17.55 A
- Tensione a circuito aperto: 46.1 V
- Corrente di corto circuito: 18.62 A
- Tipologia delle celle: Silicio monocristallino
- Numero di celle: 132

I moduli fotovoltaici prescelti devono essere conformi alla normativa vigente, in particolare:

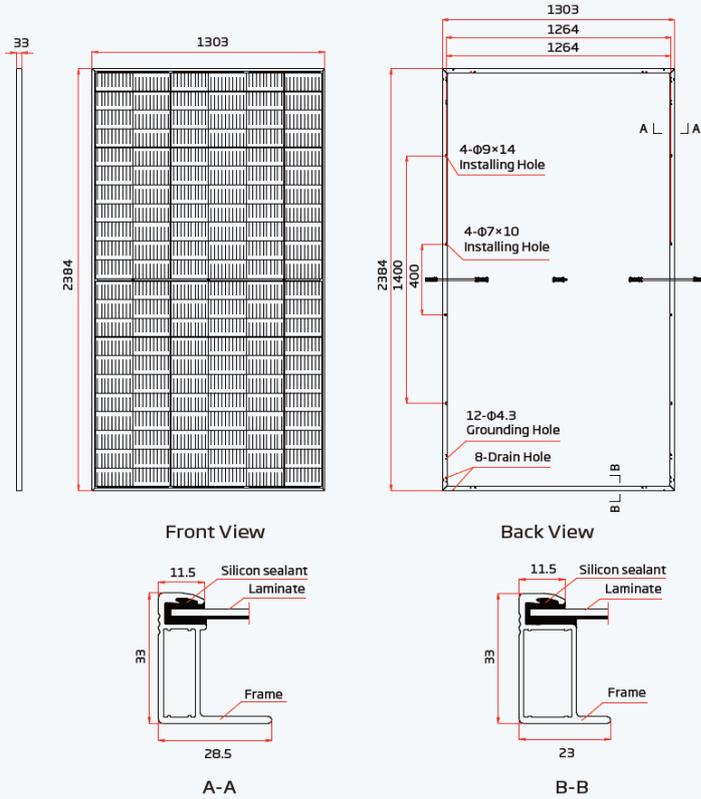
Garanzia di Prodotto

- 10 anni di garanzia sul prodotto
- 25 anni di garanzia lineare sulle prestazioni

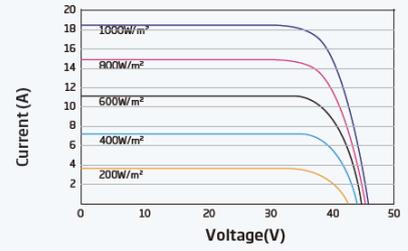
Garanzia Smaltimento e Riciclo

- Adesione del produttore ad un consorzio per lo smaltimento e il riciclo dei moduli fotovoltaici Certificati di Sistema
- Qualità - UNI EN ISO 9001:2008
- Ambiente - UNI EN ISO 14001:2004
- Salute e Sicurezza - OHSAS 18001:2007

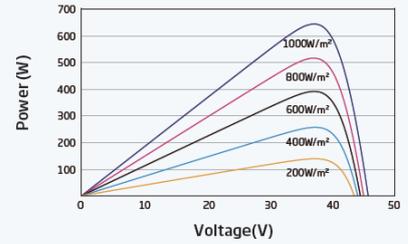
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



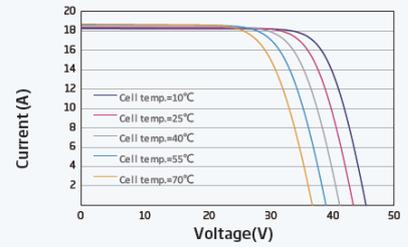
I-V CURVES OF PV MODULE(655 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(655 W)



I-V CURVES OF PV MODULE(655 W)



11.2 Inverter

La conversione dell'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata DC/AC sarà gestita da inverter SUNGROW SG 3125HV-20 da 3.125 kW o equivalenti.

L'IMPIANTO consta di 10 inverter.

Gli inverter devono essere conformi ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili, in maniera non esaustiva si evidenziano le principali specifiche:

- Progetto e costruzioni conformi requisiti della "Direttiva Media Tensione" e della "Direttiva EMC".
- Conversione c.c./c.a ad elevata efficienza
- Conformità alla CEI-016.
- Filtri per la soppressione dei disturbi indotti ed emessi sia condotti che irradiati.
- Controllo della corrente fornita in uscita tramite dispositivo elettronico in modo da garantire la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa;
- Funzionamento in parallelo con la rete a $\cos\phi$ 1;
- Monitoraggio a distanza;
- Conformità marchio CE;

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

L'inverter sarà a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione n° 12 MPPT (inseguimento della massima potenza) per ogni inverter.

Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.

Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.

Conformità marchio CE e grado di protezione adeguato all'ubicazione all'interno delle cabine elettriche (IP42).

Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.



Gli inverter verranno configurati seguendo le seguenti specifiche tecniche imposte dal costruttore:

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli ($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) e dei valori massimi di lavoro degli stessi ($70\text{ }^{\circ}\text{C}$) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 130 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Infine per la corretta installazione e ancoraggio degli inverter dovranno essere rispettate le prescrizioni riportate nei manuali tecnici di installazione degli inverter ed eseguita alla perfetta regola dell'arte.

Type designation	SG3400HV-20	SG3125HV-20	SG2500HV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage	1500 V		
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1		
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA @ 25 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
Nominal AC voltage	600 V	600 V	550 V
AC voltage range	480 – 690 V	480 – 690 V	495 – 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 % In		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0%		
Inverter Euro. efficiency	98.7 %		
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + fuse		
AC output protection	Circuit breaker		
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II		
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes		
Insulation monitoring	Yes		
Overheat protection	Yes		
Q at night function	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm		
Weight	6.5 T		
Isolation method	Transformerless		
Degree of protection	IP55	IP55	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)		
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)		
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %		
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling		
Max. operating altitude	4000 m (> 2300 m derating)	4000 m (>3000 m derating)	4000 m (> 2000 m derating)
Display	Touch screen		
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber		
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727		
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		

11.3 Strutture

Le strutture di supporto dei moduli sono di tipo ad inseguimento mono-assiale. I moduli fotovoltaici sono disposti secondo una distribuzione a 2x26 moduli o 2x13 moduli.

Sono infisse nel terreno senza l'utilizzo di opere in calcestruzzo.

L'altezza minima da terra è pari a circa 0,63 m, l'altezza massima 4,60 m.

Ogni tracker 2x26 ha una superficie totale di 165,12 mq e captante di 161,53 mq.

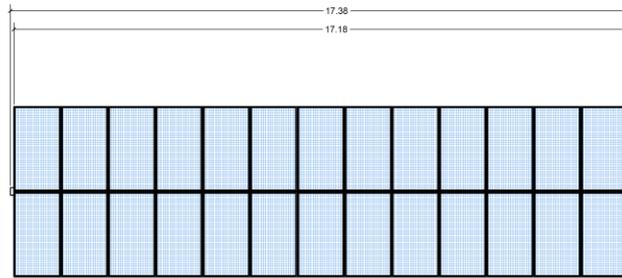
Ogni tracker 2x13 ha una superficie totale di 82,56 mq e captante di 80,77 mq.

Ogni struttura di supporto ha una superficie proiettata a terra pari a 90,3 m².

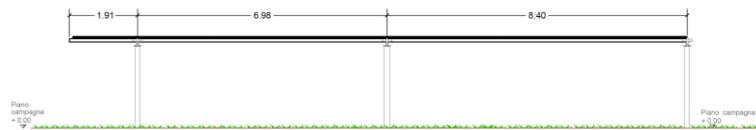


TRACKER MONOASSIALE 2 X 13 MODULI

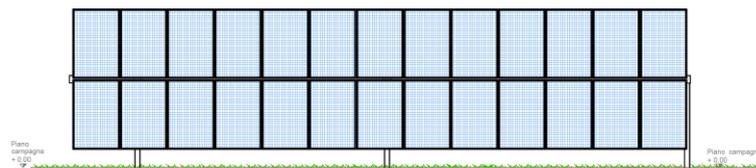
PIANTA

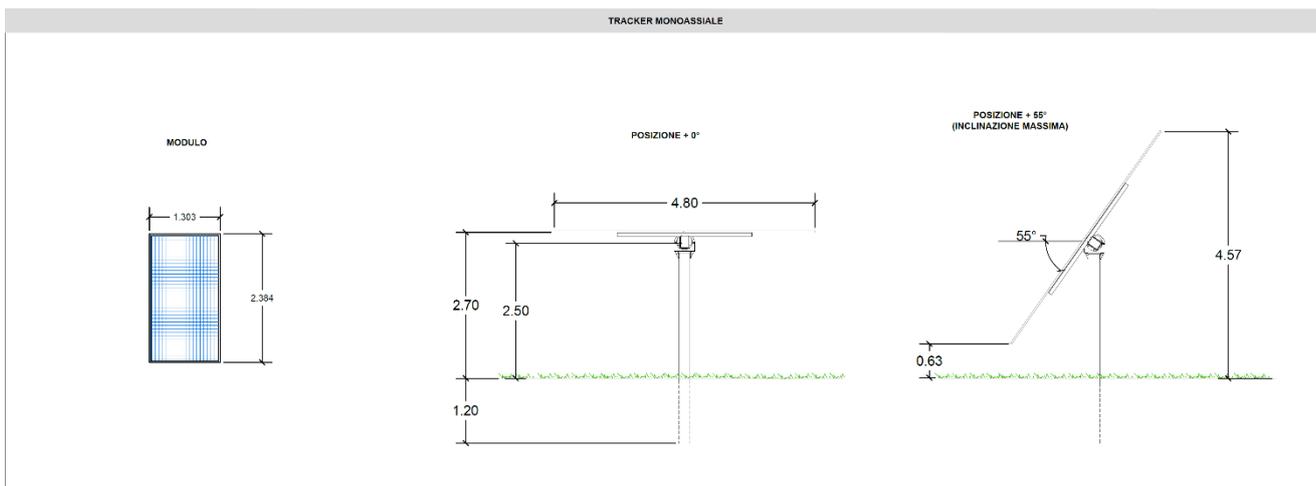


PROSPETTO LONGITUDINALE A RIPOSO +0°



PROSPETTO LONGITUDINALE A INCLINAZIONE MASSIMA + 55°





11.4 Cabine elettriche

Il progetto della cabina di consegna è inserito nel progetto dell'impianto fotovoltaico.

I seguenti standard tecnici si applicano alla cabina elettrica facente parte dell'impianto di rete per la connessione e, per quanto applicabili, ai locali della cabina di consegna del cliente.

Tipo cabina: GD2092 ed. 3

In generale devono essere soddisfatti i seguenti requisiti:

- i locali devono essere dotati di un accesso diretto ed indipendente da via aperta al pubblico, sia per il personale, sia per un'autogrù con peso a pieno carico di 180 q.
- le aperture devono garantire un grado di protezione IP 33 e una adeguata ventilazione a circolazione naturale di aria.
- le tubazioni di ingresso dei cavi devono essere sigillate onde impedire la propagazione o l'infiltrazione di fluidi liquidi e gassosi.
- la struttura deve essere adeguatamente impermeabilizzata, al fine di evitare allagamenti ed infiltrazioni di acqua.

Pertanto, la cabina di consegna ENEL sarà costituita da prefabbricati in c.a.v., affiancati; al loro interno troveranno posto i moduli contenenti le apparecchiature di comando, protezione e controllo.

Il manufatto civile della cabina sarà conforme alla tipologia a Box, la struttura verrà posta su un piano tecnico per l'entrata e l'uscita con porte adeguate all'inserimento degli apparati di protezione.

Le griglie di aerazione avranno filtri antipolvere. I locali avranno illuminazione ausiliaria.

La cabina box è composta dai locali:

- Locale ENEL, in cui verranno alloggiate le apparecchiature per consegna utente in AT.
- Locale Misure in cui trova alloggio il misuratore di energia elettrica;
- Locale Impianto dove saranno posizionate le apparecchiature di protezione e arrivo consegna ENEL lato AT.

Di seguito si riporta uno schema grafico della cabina di consegna così come previsto dagli standards tecnici di Enel Distribuzione.

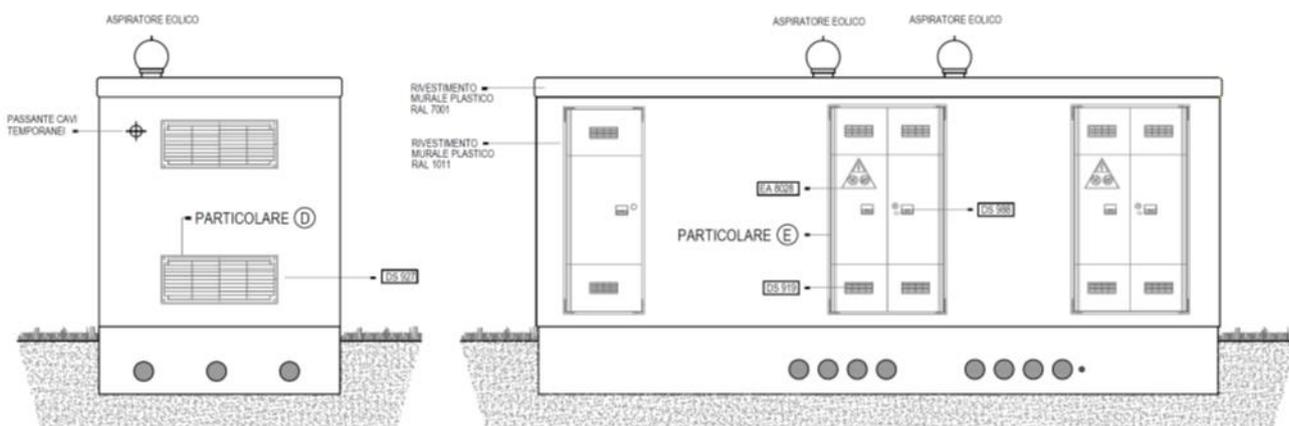
È previsto l'inserimento di una cabina di consegna, ubicata sul terreno del produttore, collegata in antenna a 36 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150/36 kV della RTN denominata "Tuscania".

All'interno dell'impianto saranno opportunamente collocate le cabine di trasformazione:

IMPIANTO:

2x10 CABINE DI TRASFORMAZIONE.

3x1 CABINA DI CONSEGNA



11.5 Trasformatori BT/AT

I trasformatori di elevazione BT/AT avranno il rapporto di trasformazione di 36/0,6 kV, una potenza nominale di 3.150 kVA con isolamento in resina.

Ogni cabina di trasformazione avrà all'interno il proprio trasformatore in accoppiamento con gli inverter.

Si utilizzeranno trasformatori in RESINA in luogo di quelli ad olio. Tali apparecchiature saranno quindi esenti da controlli da parte dei VV.FF.



Potenza nominale Rated Power	Serie/ Series	Po	Pcc 75°C	Pcc 120°C	Vcc 75°C	Io	Rendimento / Efficiency	
							cosφ 1 carico 100%	cosφ 1 carico 75%
kVA		W	W	W	%	%	%	%
160	Advanced	1000	2900	3340	6	2	97,36	97,66
	Ecodesign	460	2880	3190	6	2	97,77	98,16
250	Advanced	1300	4000	4600	6	1,8	97,69	97,97
	Ecodesign	600	3770	4180	6	1,8	98,12	98,45
315	Advanced	1500	4600	5290	6	1,7	97,89	98,14
	Ecodesign	730	4370	4840	6	1,7	98,26	98,56
400	Advanced	1650	5000	5750	6	1,5	98,18	98,40
	Ecodesign	870	5460	6050	6	1,5	98,30	98,60
500	Advanced	1950	6000	6900	6	1,4	98,26	98,47
	Ecodesign	1040	6350	7040	6	1,4	98,41	98,68
630	Advanced	2200	7000	8050	6	1,3	98,40	98,60
	Ecodesign	1270	7540	8360	6	1,3	98,49	98,75
800	Advanced	2700	8200	9430	6	1,1	98,51	98,68
	Ecodesign	1500	7930	8800	6	1,1	98,73	98,94
1000	Advanced	3300	10500	12075	7	1	98,49	98,67
	Ecodesign	1790	8920	9900	7	1	98,84	99,03
1250	Advanced	3700	13000	14950	8	1	98,53	98,72
	Ecodesign	2070	10910	12100	8	0,9	98,88	99,06
1600	Advanced	4200	15000	17250	8	0,9	98,68	98,85
	Ecodesign	2530	12890	14300	8	0,9	98,96	99,13
2000	Advanced	5000	18500	21275	8	0,8	98,70	98,88
	Ecodesign	2990	15860	17600	8	0,8	98,98	99,15
2500	Advanced	5800	22000	25300	8	0,7	98,77	98,94
	Ecodesign	3570	18830	20900	8	0,7	99,03	99,19
3150	Advanced	6800	24000	27600	8	0,6	98,92	99,06
	Ecodesign	4370	21810	24200	8	0,6	99,10	99,24

11.6 Cablaggio elettrico

I moduli fotovoltaici saranno connessi in serie fra loro mediante connettori maschi e femmina in dotazione ai moduli. I connettori non potranno essere disconnessi sotto carico.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti saranno tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. Per i collegamenti tra i moduli fotovoltaici, i quadri di campo e inverter saranno utilizzati cavi unipolari H1ZZZ2-K 1.2/1.8 kV di adeguata sezione opportunamente dimensionati, conformi alla CEI 20-91 con elevata resistenza agli agenti atmosferici, temperatura di esercizio -40 + 90°C, funzionamento garantito per almeno 25 anni. Per i collegamenti tra

l'uscita degli inverter, il quadro di parallelo ed il collegamento tra quadro di parallelo ed il gruppo di misura verrà utilizzato cavo multipolare FG16R16 0,6/1 kV posato in canaletta in acciaio zincato in funzione dei passaggi, i cavi sono opportunamente dimensionati in modo da ridurre al minimo le perdite di tensione.

Ove necessario, il cablaggio avverrà attraverso tubi corrugati o canale metalliche dedicate, opportunamente dimensionate con montaggio alla regola dell'arte e con caratteristiche conformi alle richieste della vigente normativa in materia di prevenzione incendi. **I tubi corrugati saranno posati sul piano di campagna secondo lo schema riportato nell'apposita tavola di dettaglio, mentre le canale metalliche saranno ancorate alle strutture.**

I tipi e le sezioni dei conduttori sono calcolate in modo da garantire la corrente di impiego prevista e da limitare la caduta di tensione nominale media complessiva dell'impianto sotto al 2% sui circuiti DC e sotto al 1% sui circuiti AC.

I conduttori devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI - UNEL 00722-74 e 00712 che indicano i seguenti colori:

- nero marrone e grigio per il conduttore di fase;
- giallo/verde per il conduttore di protezione;
- blu chiaro per il conduttore di neutro;



Cavo solare H1Z2Z2-K



Cavo unipolare FG16R16



Cavo multipolare FG16R16

11.7 Quadri elettrici

I quadri in questione conterranno le apparecchiature di manovra e protezione, a norme CEI 23-3 o CEI 17-5, compreso apposita morsettiera per alloggio conduttori equipotenziali della struttura in oggetto per il collegamento con il conduttore di protezione generale dell'impianto.

Inoltre, i quadri elettrici di Bassa Tensione, di cui sopra basati su involucri a norma CEI17-13/1, dovranno essere Certificati dal costruttore dello stesso secondo quanto richiesto dalla norma CEI 17 13/1.



Quadro elettrico

11.8 Sistema Protezione di interfaccia

Il sistema di protezione di Interfaccia andrà installato in MT e sarà composto da: Protezione di Interfaccia PI e Dispositivo di Interfaccia DDI ed entrambi sono conformi alla CEI016.

La protezione di interfaccia utilizzata è il modello DIA4N della SEB ELETTRONICA (o equivalente) che provvede a disconnettere l'impianto fotovoltaico (azionando la bobina di minima tensione del Dispositivo di Interfaccia) dalla rete in caso di anomalia dei parametri di rete o della mancanza della rete, i parametri impostati sono quelli richiesti dal Distributore di rete.



Protezione di interfaccia tipo SEB DIA4N

11.9 Scaricatori di sovratensione per scariche atmosferiche

Allo scopo di ridurre il rischio contemplato da norme CEI 81-1 e CEI 81-4, saranno installati dei dispositivi di protezione SPD (scaricatori di sovratensione) a valle delle linee entranti. Gli SPD installati a valle delle linee di energia in ingresso saranno del tipo a varistori Classe II. Ogni SPD sarà collegato tra le linee di energia e le barre equipotenziali di zona utilizzando cavi di adeguata sezione e riducendo il più possibile le lunghezze dei collegamenti.



Scaricatore di sovratensione tipo

11.10 Contatore di scambio

Il distributore di rete, E-Distribuzione Spa è responsabile dell'installazione del gruppo di misura dell'energia scambiata con la rete, pertanto ha installato nel locale misure della cabina di consegna un contatore bidirezionale collegato ai TV e TA di misura posti nello scomparto di consegna utente del locale Enel.

11.11 Sistemi di sicurezza

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato Antiintrusione composto da:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR;
- cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi elencati funzioneranno in modo integrato.



Telecamera "dome" da esterno tipo



Centralina per allarme perimetrale in cavo microfonico tipo



Armatura tipo per illuminazione perimetrale su palo

12. IMPIANTO DI TERRA

L'impianto elettrico esistente è del tipo TN-S con centro stella del trasformatore collegato a terra e conduttore di protezione separato dal conduttore di neutro.

L'impianto è alimentato da una linea E -Distribuzione con tensione nominale 20 kV.

L'impianto di terra sarà realizzato tramite dei dispersori intenzionali, a cui saranno collegate le armature delle opere civile e le parti metalliche delle apparecchiature elettriche.

Tali dispersori saranno posti intorno alle cabine elettriche e collegati tra loro da una corda in rame nudo da 50 mmq.

Anche la struttura sarà collegata in più punti all'impianto di terra mediante cavo in rame rivestito in PVC tipo FS17 della sezione opportuna.

I pannelli fotovoltaici, essendo in classe di isolamento II, non saranno collegati all'impianto di messa a terra, Il conduttore PE tra il collettore di terra principale e i quadri elettrici seguirà lo stesso percorso dei cavi di energia.

Il collettore principale di terra per ciascuna cabina sarà posto in corrispondenza dei quadri elettrici e ad esso faranno capo i conduttori di protezione principali.

Per i rimanenti circuiti si adotteranno conduttori PE della stessa sezione dei conduttori di fase. Nel caso in cui il conduttore di protezione sia comune a più circuiti la sezione sarà pari a quella del conduttore di fase di sezione maggiore fino a 16 mmq, metà oltre tale valore.

Per i circuiti terminali il conduttore di protezione avrà la stessa sezione del conduttore di fase e sarà posato nella stessa tubazione.

I conduttori di protezione saranno costituiti da corda di rame isolata in PVC colore giallo-verde tipo FS17.

Prima di mettere in parallelo l'impianto fotovoltaico alla rete AT, è stata effettuata la verifica dell'impianto di terra in base ai dati della corrente di guasto monofase a terra e del tempo di estinzione dello stesso forniti da E-Distribuzione Spa.

Un impianto di terra è tanto più efficiente quanto risulta minore la sua resistenza di terra e quanto più esso realizza un elevata equipotenzialità sulla superficie del terreno. Le tensioni di passo e di contatto dipendono infatti dalla tensione totale di terra e dall'andamento dei potenziali che si stabiliscono sulla superficie calpestabile.

Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti, ovvero contro il contatto delle persone con parti dell'impianto normalmente in tensione, sarà garantita mediante l'utilizzo di cassette o involucri (apribili solo mediante attrezzo) tali da proteggere le parti attive dei circuiti quali morsetti di collegamento, giunzioni, derivazioni, etc. Gli involucri, le cassette o le barriere utilizzate, quando costruite in metallo, sono collegate all'impianto di terra generale.

Protezione contro i contatti indiretti

La protezione dai contatti indiretti per l'impianto fotovoltaico dovrà essere realizzata tenendo in considerazione che i sistemi di collegamento del neutro e delle masse sono diversi per il lato c.c. e il lato c.a. dell'impianto.

- Sistema IT: l'utilizzo di inverter grid/connected dotati di sistema elettronico per la separazione del lato c.c dal lato c.a. permetterà la realizzazione di un sistema assimilabile al tipo IT. Nel caso di cedimento dell'isolamento nella parte c.c. infatti, si crea una debole corrente di primo guasto, dovuta unicamente alla generazione fotovoltaica c.c., che fluisce attraverso lo stesso inverter. La protezione interna nell'inverter rileva l'abbassamento del livello d'isolamento dell'impianto c.c. e genera un allarme ottico sul pannello dell'inverter stesso. Prima di ogni operazione di manutenzione

sull'impianto fotovoltaico è necessario rilevare eventuali segnalazioni di allarme emesse dagli inverter e si operi con dovuta cautela sul circuito in corrente continua soprattutto lungo e ai capi delle linee di collegamento delle stringhe agli inverter.

- Sistema TT: la protezione delle persone contro il contatto indiretto accidentale con parti dell'impianto normalmente non in tensione, appunto i contatti indiretti, sarà garantita dal coordinamento delle protezioni poste a monte di ogni linea elettrica (realizzabile con interruttore del tipo automatico magnetotermico o interruttore differenziale), con il valore della resistenza dell'impianto di terra, trattandosi di Sistema TT, con fornitura in bassa tensione. Il corretto coordinamento delle protezioni è dato dal rapporto seguente:

$50 / I_d = R_t$ dove:

50 = tensione di contatto massima ammessa dalla Normativa espressa in Volt;

R_t = resistenza globale dell'impianto di terra, espressa in ohm;

I_d = valore della corrente di intervento delle protezioni poste a monte entro il tempo 0,4 secondi (corrente differenziale).

- Sistema TN-S messa a terra: la protezione delle persone contro i contatti indiretti con parti del accidentali non normalmente vivono, infatti i contatti indiretti, saranno garantiti dal coordinamento delle protezioni poste a monte di ogni linea di alimentazione. Il corretto coordinamento della protezione è dato dalla seguente relazione:

$Z_s I_a < U_0$ dove:

- Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto comprendente la sorgente, il conduttore fino al punto di guasto e il conduttore di protezione tra il guasto e la sorgente
- I_a = è la corrente di intervento del dispositivo di protezione entro il tempo di 0,2 s per i circuiti terminali con corrente non superiore a 32 A o entro 5 s per i circuiti di distribuzione e terminali per circuiti con correnti superiori a 32 A. Se si utilizza una corrente differenziale I_a è l'intervento corrente differenziale nominale.
- U_0 = è la tensione nominale verso terra in CA o nel codice di commercio

Protezione contro i cortocircuiti e le sovracorrenti

La protezione delle condutture contro il cortocircuito sarà garantita dalle apparecchiature di protezione poste a monte di ogni circuito, che possiedono un Potere di Interruzione nominale (P_n) superiore al valore di corrente di cortocircuito presunta sul punto di installazione, che trattandosi di impianto con fornitura in MT, I_n è come previsto dalle Norme, non superiore a 12.5 kA.

La protezione contro le sovracorrenti che si fossero verificate in ogni punto delle condutture, sono affidate alle apparecchiature automatiche magnetotermiche installate a monte di ogni circuito, scelte in funzione della seguente relazione:

$I^2 t = K^2 S^2$ dove:

$I^2 t$ = energia specifica lasciata passare dall'interruttore di protezione

$K^2 S^2$ = energia specifica sopportata dal conduttore, dove $K = 115$ per isolamento

In PVC, 135 per isolamento in gomma e 143 per il butile, mentre S è la sezione dei conduttori.

Protezioni contro sovraccarichi

Le condutture saranno protette dai sovraccarichi, mediante l'utilizzo di apparecchiature di tipo automatico magnetotermici o termici, poste a monte di ogni linea e coordinate secondo le seguenti due relazioni:

$$I_b = I_n = I_z$$

$$I_f = 1,45 * I_z$$

dove:

I_b = corrente di impiego del circuito;

I_z = portata in regime permanente della conduttura

I_n = corrente nominale del circuito di protezione

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione

Analisi rischio di fulminazione

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

Saranno quindi installati SPD opportunamente dimensionati all'interno del quadro generale fotovoltaico di bassa tensione.

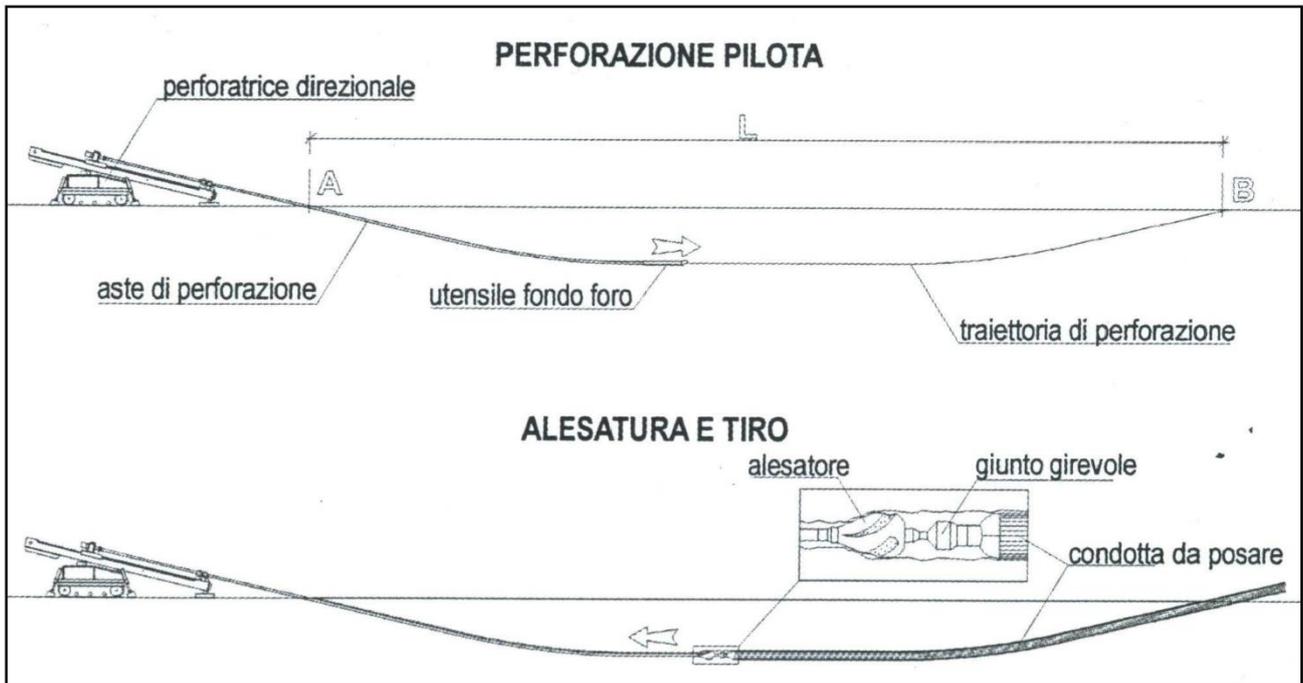
Nel progetto dell'impianto non si è tenuto conto del rischio relativo al fulmine per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico, oggetto di altro incarico professionale che il committente si riserva di affidare.

13. INTERFERENZE

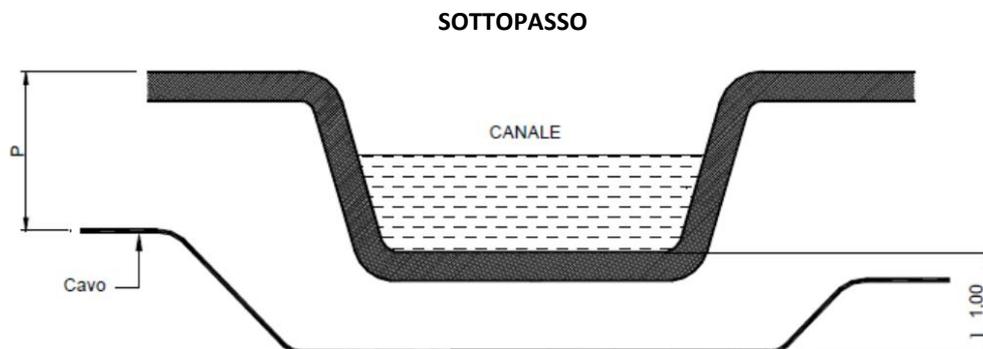
Le interferenze riscontrate riguardano due fossi in corrispondenza della strada SP 3:

- Fosso Mignattara;
- Fosso Mignattarola.

Al fine rendere nulla l'interferenza con i corsi d'acqua, l'attraversamento avverrà mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.) ad una profondità opportuna.



I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312. Questi tubi, in modo particolare per quanto riguarda la resistenza alle sollecitazioni meccaniche, non costituiscono protezione meccanica supplementare ai sensi delle Norme CEI 11-17 e di conseguenza devono essere posati ad una profondità minima di 1,7 m. Il colore deve essere diverso da arancio, giallo, rosso, nero e nero a bande blu.



P = Profondità di posa su terreno di qualsiasi natura ai lati dell'attraversamento

Nelle tavole allegate è riportato il dettaglio delle interferenze.

13.1 Altre interferenze

Dall'analisi dello stato dei luoghi non si è riscontrata la presenza di linee di telecomunicazioni in interrato, né in aereo.

Nel caso in cui durante la posa dei cavi interrati dovesse accadere di interferire con cavi di telecomunicazioni si adotteranno le seguenti soluzioni.

In particolare, potranno presentarsi i seguenti casi:

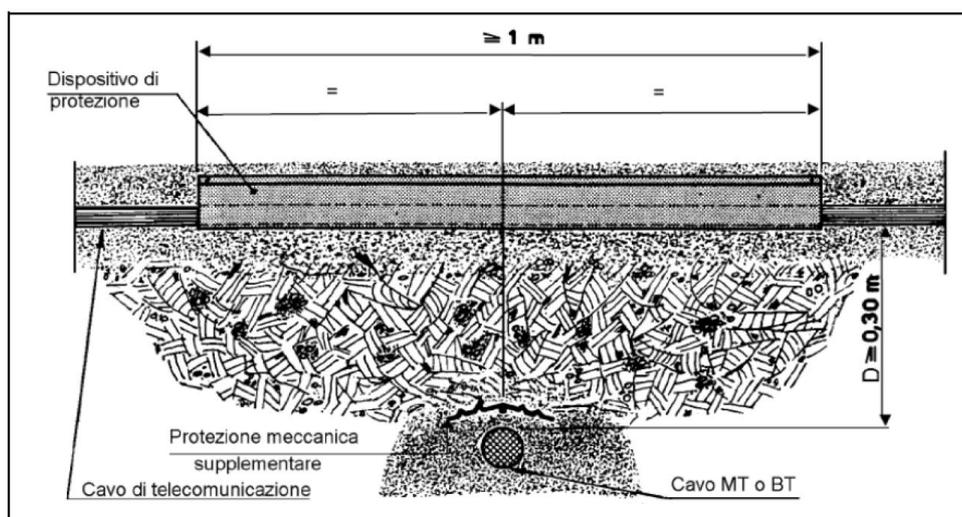
- Incroci/attraversamenti
- Parallelismi

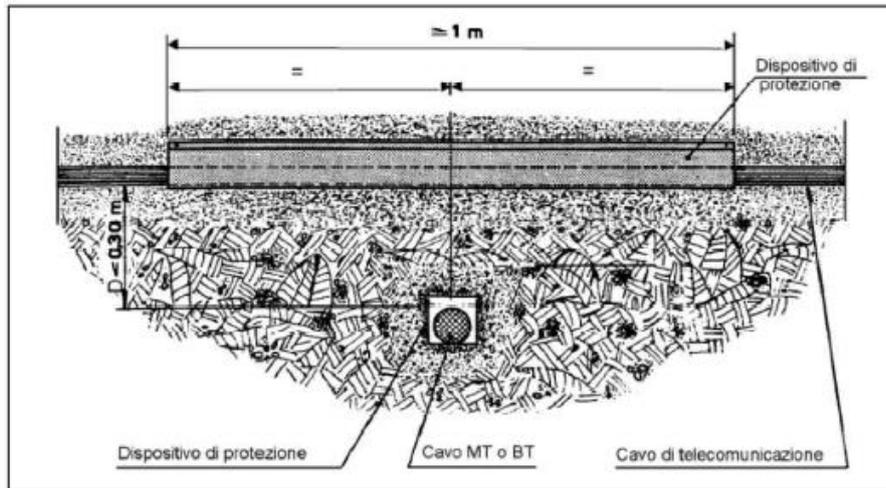
La norma CEI 11-17 detta le regole tecniche da osservare in caso di coesistenza di cavi di energia e cavi di telecomunicazione.

Nel caso di incroci, quando entrambi i cavi sono direttamente interrati, debbono essere osservate le seguenti prescrizioni (vedi Figure seguenti):

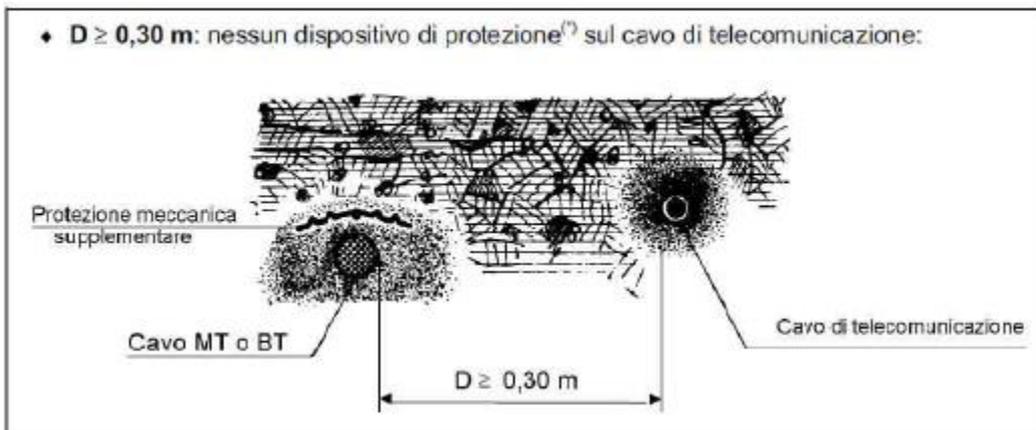
- il cavo di energia deve, di regola, essere situato inferiormente al cavo di telecomunicazione;
- la distanza tra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m;
- il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, con un dispositivo (vedi Punto 6.1.4 della norma CEI 11-17). Tali dispositivi di protezione dovranno essere costituiti da involucri preferibilmente in acciaio a caldo o acciaio inossidabile aventi le pareti di spessore non inferiore a 2 mm; saranno inoltre ammessi involucri protettivi differenti da quelli finora descritti purché presentino adeguata resistenza meccanica e siano protetti contro la corrosione, se il materiale con cui sono costruiti lo rende necessario. Detti dispositivi devono essere disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo; ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettata la distanza minima della linea precedente, si deve applicare su entrambi i cavi la protezione suddetta.

Quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi, non è necessario osservare le prescrizioni sopraelencate.

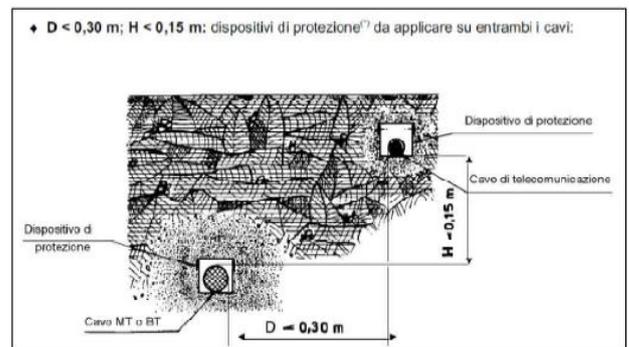
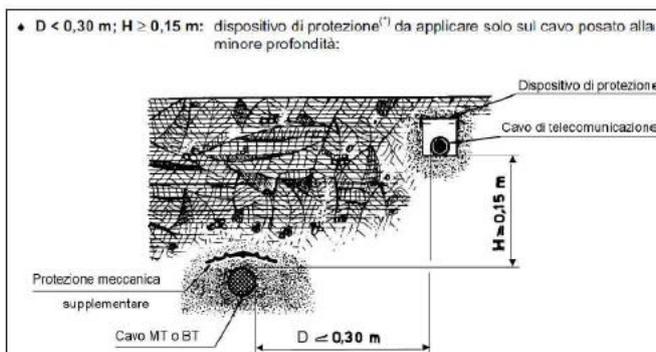




Nei percorsi paralleli, i cavi di energia ed i cavi di telecomunicazione devono, di regola, essere posati alla maggiore possibile distanza tra loro; nel caso, per esempio, di posa lungo la stessa strada, possibilmente ai lati opposti di questa. Ove per giustificate esigenze tecniche il criterio di cui sopra non possa essere seguito, è ammesso posare i cavi vicini fra loro purché sia mantenuta, fra essi, una distanza minima, in proiezione su di un piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m (vedi Figura).



Qualora detta distanza non possa essere rispettata, si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità (vedi Figura), oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota fra essi è minore di 0,15 m (vedi Figura), un dispositivo di protezione (descritti al Punto 6.1.4. della norma CEI 11-17).



Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la tratta interessata, in appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi.

Di seguito si riportano le grandezze relative alla protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto (norma CEI 103-6):

Stato del neutro, sulla rete MT, in condizioni ordinarie di esercizio: connesso a terra mediante impedenza (compensato);

- Valore corrente di guasto a terra: 50 A;
- Tempo di eliminazione del guasto a terra: > 10 s.;
- ρ (resistività del terreno): 250 Ohm - valore massimo di norma riscontrabile;
- Fattore di riduzione K2: 0,1 - valore valido per i cavi utilizzati, aventi la guaina in rame, e per distanza di guasto < 5 Km;
- Fattore di riduzione K3: 1

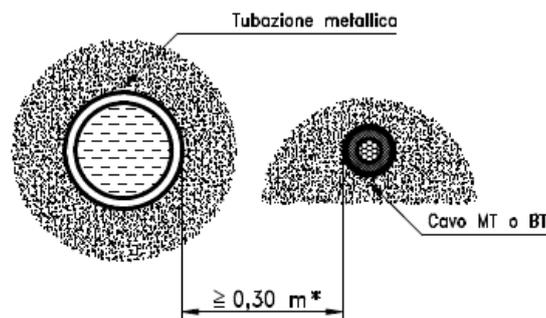
Alla luce di quanto rilevato si può affermare, in prima analisi, che non sussiste rischio di contatto diretto tra il cavidotto di energia e la rete di telecomunicazione presente dell'area.

È bene precisare che, qualora durante la fase di progettazione esecutiva e di realizzazione venisse riscontrata la presenza di cavidotti di telecomunicazione interrata, saranno adottate tutte le precauzioni descritte.

13.2 Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione di fluidi (acquedotti, oleodotti, ecc.)

PARALLELISMI (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17)

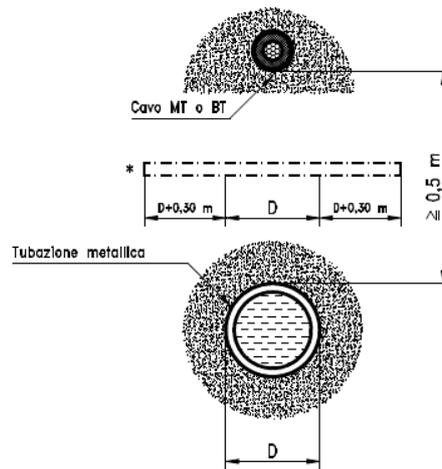
Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubazioni convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro uso tale tipo di posa è invece consentito, previo accordo fra gli Enti interessati, purché il cavo e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro.



* i cavi e tubazioni metalliche devono comunque essere sempre posati alla maggiore distanza possibile fra loro

Cavo posato sulla verticale della tubazione:

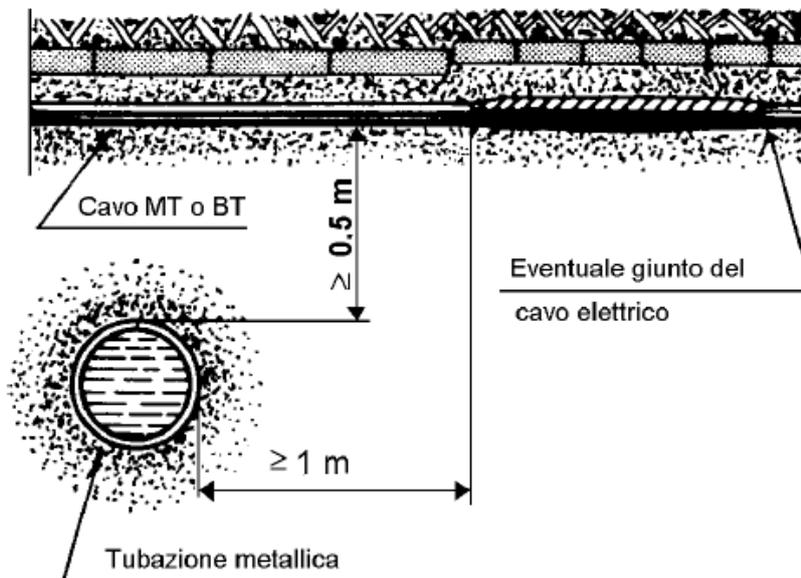
- per differenze di quota > 0,50 m, previo accordo con gli esercenti, si possono installare cavi sulla verticale delle tubazioni senza protezioni.



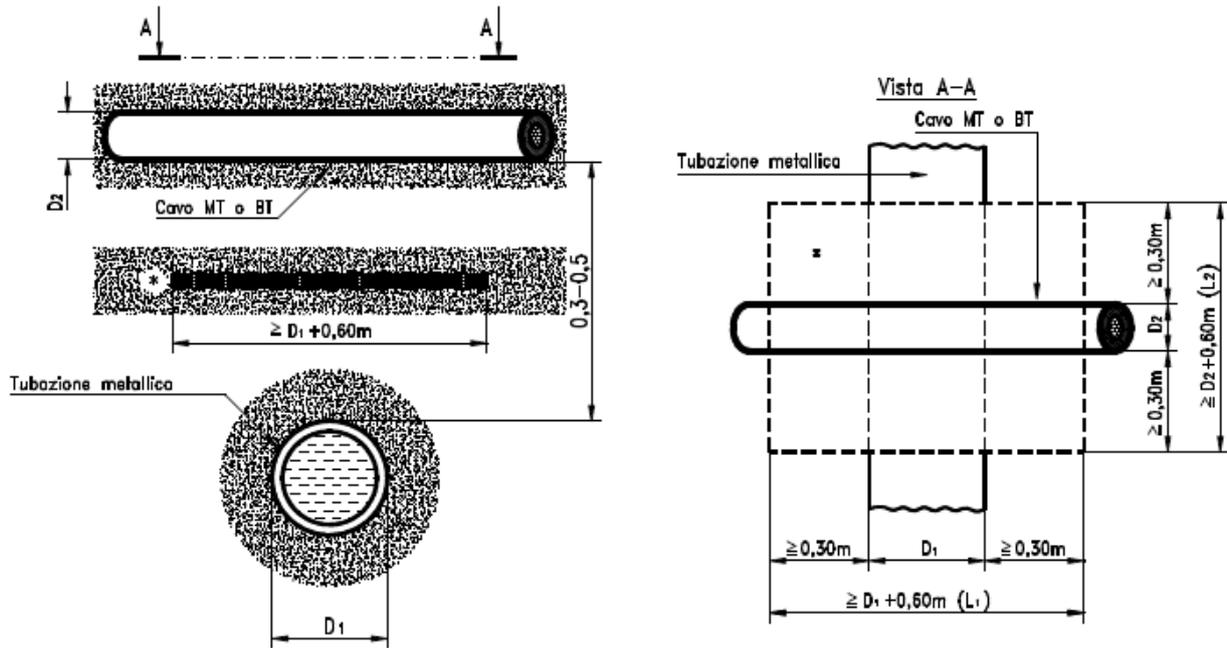
per differenze di quota comprese fra 0,30 m e 0,50 m si devono interporre elementi separatori* con dimensioni minime pari alla proiezione verticale dell'altra opera interferente maggiorata di 0,30 m per lato, a meno che la tubazione non sia contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

ATTRAVERSAMENTI

L'incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche non deve effettuarsi sulla proiezione verticale di giunti non saldati, delle tubazioni metalliche stesse. Non si devono avere giunti nei cavi di energia ad una distanza inferiore di 1 m dal punto di incrocio.



Provvedimenti da adottare nel caso in cui non sia possibile rispettare la distanza minima di 0,50 m:



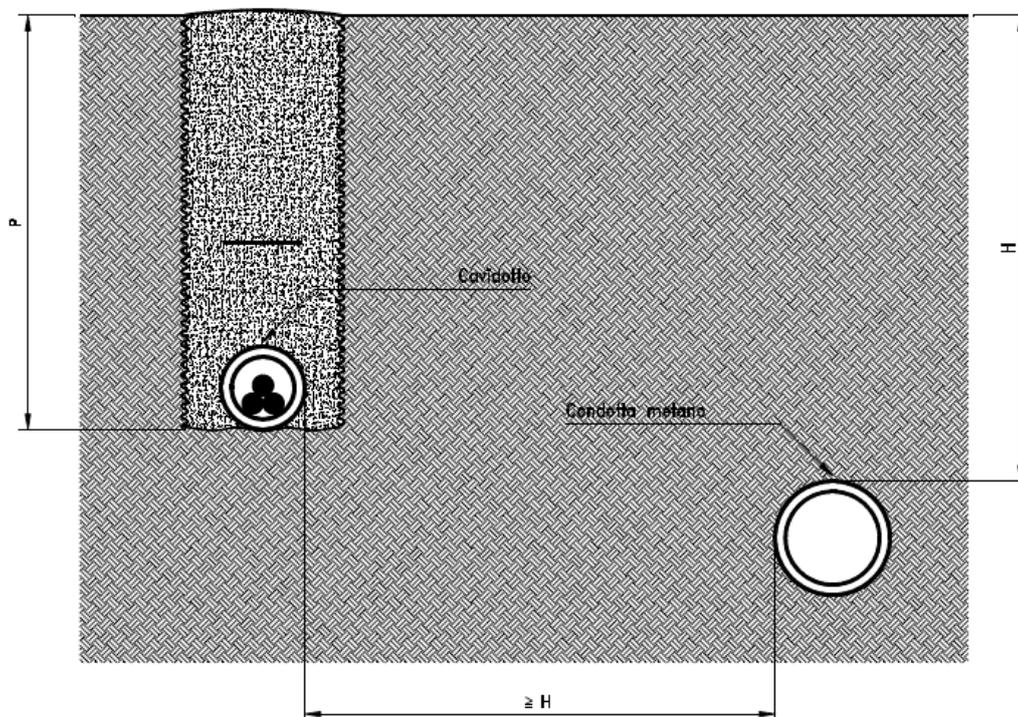
*elemento separatore rigido in materiale non metallico avente le dimensioni minime $L_1 = D_1 + 0,60 m$, $L_2 = D_2 + 0,60 m$; le prescrizioni indicate valgono anche nel caso in cui il cavo di energia incroci inferiormente la tubazione smetallica.

13.3 Tubazioni metalliche per il trasporto e la distribuzione del gas naturale con densità $\leq 0,8$ (metano)

parallelismi

1) Condotte con pressione massima di esercizio > 5 bar (1^a, 2^a e 3^a specie);

- Posa dei cavi: in tubazione (art. 2.4.2.e D.M. 24.11.1984):



P = profondità di posa del cavidotto (Vedi Tavole C2.1, C2.6 Parte II)

H = profondità di posa della condotta ($\geq 0,9$ m)

Nel caso in cui non sia possibile rispettare la distanza minima indicata devono essere interposti elementi separatori non metallici che costituiscano un diaframma continuo (*).

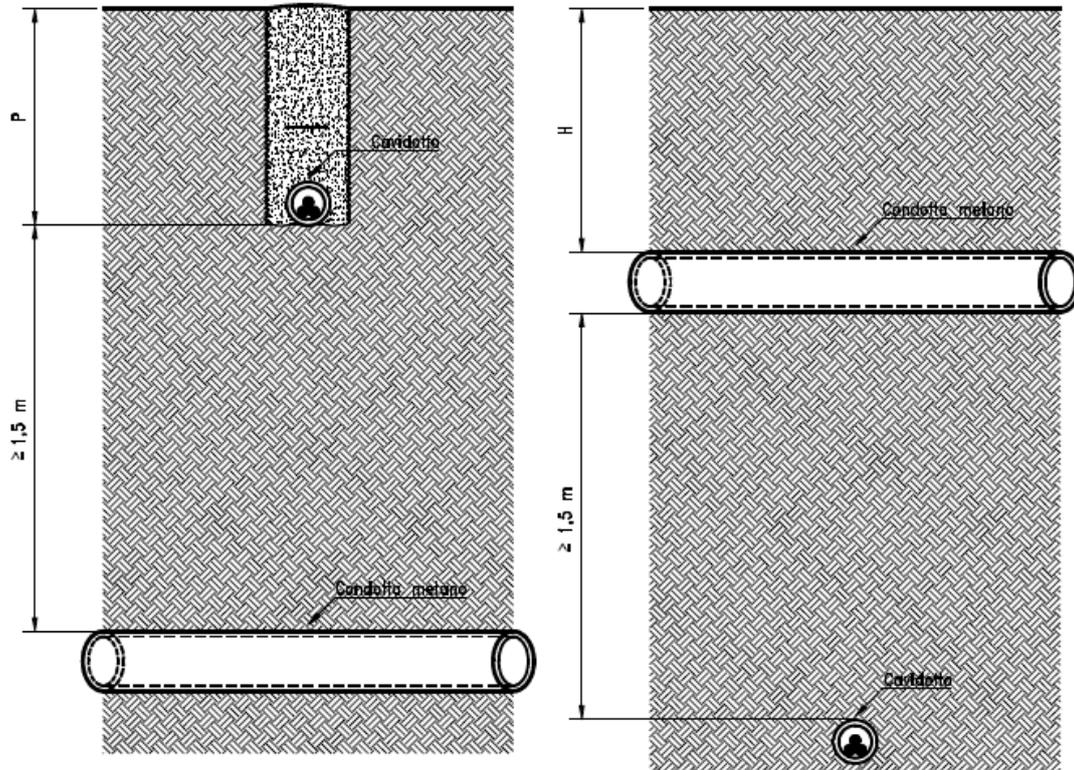
Le stesse prescrizioni devono essere rispettate dalla Società proprietaria o concessionaria delle condotte se il cavo è preesistente alla posa di queste ultime.

- Posa dei cavi: direttamente interrata o meccanizzata (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17)

ATTRAVERSAMENTI

1) Condotte con pressione massima di esercizio > 5 bar (1ª, 2ª e 3ª specie);

- Posa dei cavi: in tubazione (art. 2.4.2.e D.M. 24.11.1984):



P = profondità di posa del cavidotto

H = profondità di posa della condotta ($\geq 0,9$ m) Nel caso in cui non sia possibile rispettare la distanza minima indicata devono essere interposti elementi separatori non metallici che costituiscano un diaframma continuo (*).

Le stesse prescrizioni devono essere rispettate dalla Società proprietaria o concessionaria delle condotte se il cavo è preesistente alla posa di queste ultime, altrimenti le condotte devono essere collocate entro un manufatto o altra tubazione di protezione che deve essere prolungata da entrambi i lati per:

- 1 m in caso di incrocio superiore;
- 3 m in caso di incrocio inferiore.

Le suddette distanze devono essere misurate a partire dalle tangenti verticali alla superficie esterna del cavidotto.

- Posa dei cavi: direttamente interrata o meccanizzata (art. 4.3.02 Norme CEI 11-17)

È bene precisare che, qualora durante la fase di progettazione esecutiva e di realizzazione venisse riscontrata la presenza di cavidotti di telecomunicazione interrata o interferenze con altri servizi e sottoservizi, saranno adottate tutte le precauzioni dettate dalla norma.

14. CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA LINEA AT DI COLLEGAMENTO ALLA SE 380/150/36

La linea elettrica di connessione in **terna da 630 mmq in alluminio** sarà esercita in alta tensione, a 36 kV, e si svilupperà tra la cabina di consegna, da realizzare, e il futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150/36 kV della RTN denominata "Tuscania", con cavidotto interamente interrato.

Il collegamento realizzato avrà le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 36 kV;

Formazione dei conduttori:

- in cavo interrato AL da 630 mmq

Tipo di posa: interrata

La linea AT dovrà essere equipaggiata con cavo ottico dielettrico costituito da n. 24 fibre ottiche rispondenti alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652 comprensiva di certificati di collaudo.

La lunghezza totale è pari a circa 4.890 m.

I criteri definiti per le scelte progettuali sono principalmente quelli di:

- Definire una configurazione impiantistica dell'impianto di rete secondo i criteri stabiliti dalle linee guida Enel/e-distribuzione per la sviluppo della rete di distribuzione;
- definire una configurazione impiantistica tale da garantire adeguato livello di qualità della fornitura di energia elettrica;
- definire un percorso di sviluppo dell'impianto di rete ottemperando sia alle esigenze della pubblica utilità dell'opera che degli interessi pubblici e privati interferenti, arrecando il minor sacrificio possibile alle proprietà private interessate.

Il progetto tiene conto delle procedure adottate da TERNA per l'erogazione del servizio di connessione.

I cavi 3x300 mm² di collegamento saranno di tipo tripolare ad elica visibile con conduttori in alluminio. Il cavidotto sarà realizzato come descritto di seguito conformemente alle modalità indicate nelle allegate sezioni di posa.

Per canalizzazione si intende l'insieme del canale, delle protezioni e degli accessori indispensabili per la realizzazione di una linea in cavo sotterraneo (trincea, riempimenti, protezioni, segnaletica).

La materia è disciplinata, eccezione fatta per i riempimenti, dalla Norma CEI 11-17. In particolare, detta norma stabilisce che l'integrità dei cavi deve essere garantita da una robusta protezione meccanica supplementare, in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto). La protezione meccanica supplementare non è necessaria nel caso di cavi AT posati a profondità di 1,70 m. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i seguenti valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17:

- 1,70 m (su terreno privato);
- 1,70 m (su terreno pubblico);

La presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

I ripristini verranno eseguiti a regola d'arte secondo le prescrizioni imposte dall'Ente proprietario della strada.

Conclusioni: L'intervento non comporterà alcuna modifica morfologica e idrogeologica dell'area sottostante interessata, non modificherà in alcun modo l'aspetto esteriore dei luoghi e non pregiudicherà il patrimonio ambientale della zona che sarà sistemata e riportata allo stato ante operam.

15. STANDARD COSTRUTTIVI



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60228 IEC 60502-2
Propagazione fiamma/Flame propagation	IEC 60332-1
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	IEC 60885-3
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/CE

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION

	CONDUTTORE Materiale: Alluminio, corda rigida compatta, classe 2	CONDUCTOR <i>Material: Aluminum, compact stranded wire, class 2</i>
	STRATO SEMICONDUITIVO Mescola Semiconduttiva Estrusa Termoindurente	SEMICONDUCTOR LAYER <i>Material: Extruded Thermosetting Semi-conducting Compound</i>
	ISOLAMENTO Materiale: XLPE	INSULATION <i>Material: : XLPE</i>
	STRATO SEMICONDUITIVO Mescola Semiconduttiva Estrusa Termoindurente (saldato)	SEMICONDUCTIVE LAYER <i>Material: Extruded Thermosetting Semi-conducting Compound (Bonded)</i>
	NASTRO WATER BLOCKING Nastro semiconduttivo per bloccare l'umidità	WATER BLOCKING TAPE <i>Semi-conductive Water Blocking Tape</i>
	SCHERMO Tipo: Nastro di alluminio laminato	SCREEN <i>Type: Laminated Aluminum Tape</i>
	GUAINA ESTERNA Materiale: MDPE (ST7) Colore: Rosso	OUTER SHEATH <i>Material: MDPE (ST7) Colour: Red</i>

U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics			Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics		
Formazione	Ø nominale cavo	Peso indicativo cavo	Corrente Nominale		
Size	Nominal cable Ø	Approx. cable weight	Current rating		
			A		
n° x mm²	mm	kg/km	in aria In air	in tubo In duct	interrato* buried*
1 x 70	31,7	908,0	239	189	232
1 x 95	33,4	1034,0	288	222	278
1 x 120	35,0	1160,0	332	259	320
1 x 150	36,4	1284,0	379	290	354
1 x 185	38,3	1449,0	433	322	405
1 x 240	40,6	1677,0	513	386	468
1 x 300	43,1	1931,0	590	440	526
1 x 400	46,3	2283,0	685	510	605
1 x 500	50,0	2723,0	803	587	684
1 x 630	53,5	3254,0	933	680	794
1 x 800	58,9	3990,0	1075	772	899

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione	Resistenza elettrica in CC a 20°C	Resistenza elettrica CA a 90°C	Induttanza	Reattanza a 50Hz	Capacità a 50Hz	Corrente di carica a 50Hz	Perdite nel dielettrico a 50Hz	Corrente di corto circuito del conduttore per 1 sec.	Corrente di corto circuito dello schermo metallico per 1 sec.
Size	Max. DC electrical resistance at 20°C	Max. AC electrical resistance at 90°C	Inductance	Reactance at 50Hz	Capacitance at 50 Hz	Charging Current at 50 Hz	Dielectric Losses at 50 Hz	Conductor Short Circuit Current for 1 sec.	Metallic Screen Short Circuit Current for 1 sec.
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	mH/Km	Ω/Km	µ/Km	Amp/Km	W/Km/phase	kA	kA
1 x 70	0,443	0,5682	0,4288	0,1347	0,1595	0,9019	64,94	6,6	2,2
1 x 95	0,32	0,4106	0,4108	0,1291	0,1742	0,9851	70,93	9	2,3
1 x 120	0,253	0,3248	0,3968	0,1247	0,1878	1,0621	76,47	11,3	2,4
1 x 150	0,206	0,2646	0,3837	0,1205	0,2013	1,1385	81,97	14,2	2,5
1 x 185	0,164	0,211	0,3711	0,1166	0,2177	1,2309	88,62	17,5	2,7
1 x 240	0,125	0,1612	0,3556	0,1117	0,2396	1,355	97,56	22,7	2,8
1 x 300	0,1	0,1295	0,3456	0,1086	0,2615	1,4786	106,46	28,3	3,1
1 x 400	0,0778	0,1015	0,3282	0,1031	0,2898	1,639	118,01	37,8	3,3
1 x 500	0,0605	0,0799	0,3170	0,0996	0,3228	1,8255	131,43	47,2	3,7
1 x 630	0,0469	0,0632	0,3071	0,0965	0,3538	2,0007	144,05	59,5	3,9
1 x 800	0,0367	0,0512	0,2953	0,0928	0,4006	2,2655	163,11	75,6	4,7

*Temperatura in aria= 30°C - Temperatura suolo = 20° C - Resistività termica del suolo = 1° C m/W - Profondità interramento= 0,5 m - Formazione a trifoglio

* Air Temperature = 30 °C - Ground Temperature = 20 °C - Soil Thermal Resistivity = 1 °C.m/W - Burial Depth = 0.5 m - Trefoil Formation

* Tutti i test di routine richiesti da IEC 60502-2 verranno eseguiti sul cavo e un certificato di prova verrà fornito su richiesta.

* All routine tests required by IEC 60502-2 will be performed on the cable and a test certificate will be supplied on request.

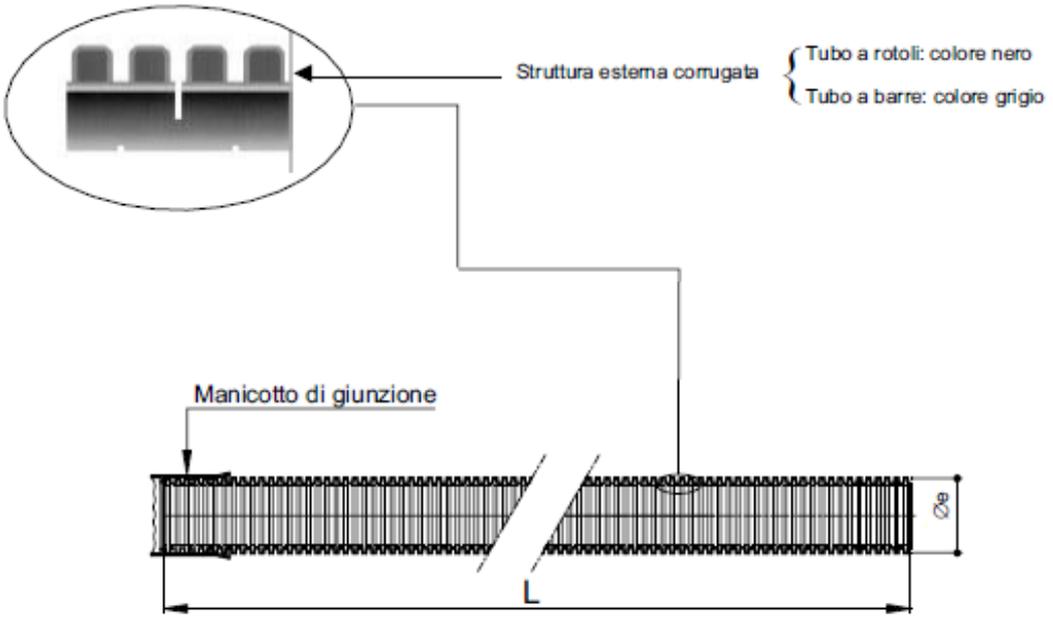
La tipologia dei cavi è adatta per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e impianti di generazione.

Sono adatti per posa interrata diretta o indiretta in ambienti umidi o bagnati. NORME DI RIFERIMENTO: HD 620; IEC 60502/2; EN 60228; ENEL DC 4384; ENEL DC 4385.

Le tipologie di posa previste sono quella con cavi direttamente interrati in trincea schematizzate in Figura.

	<i>Linee in cavo sotterraneo MT</i>	Tavola
	MATERIALI PROTEZIONI MECCANICHE E SUPPORTI	M5.1
		Ed. 1 Giugno 2003

PROTEZIONI MECCANICHE: TUBI IN POLIETILENE



Struttura esterna corrugata

- { Tubo a rotoli: colore nero
- { Tubo a barre: colore grigio

Manicotto di giunzione

$\varnothing e$

L

↓

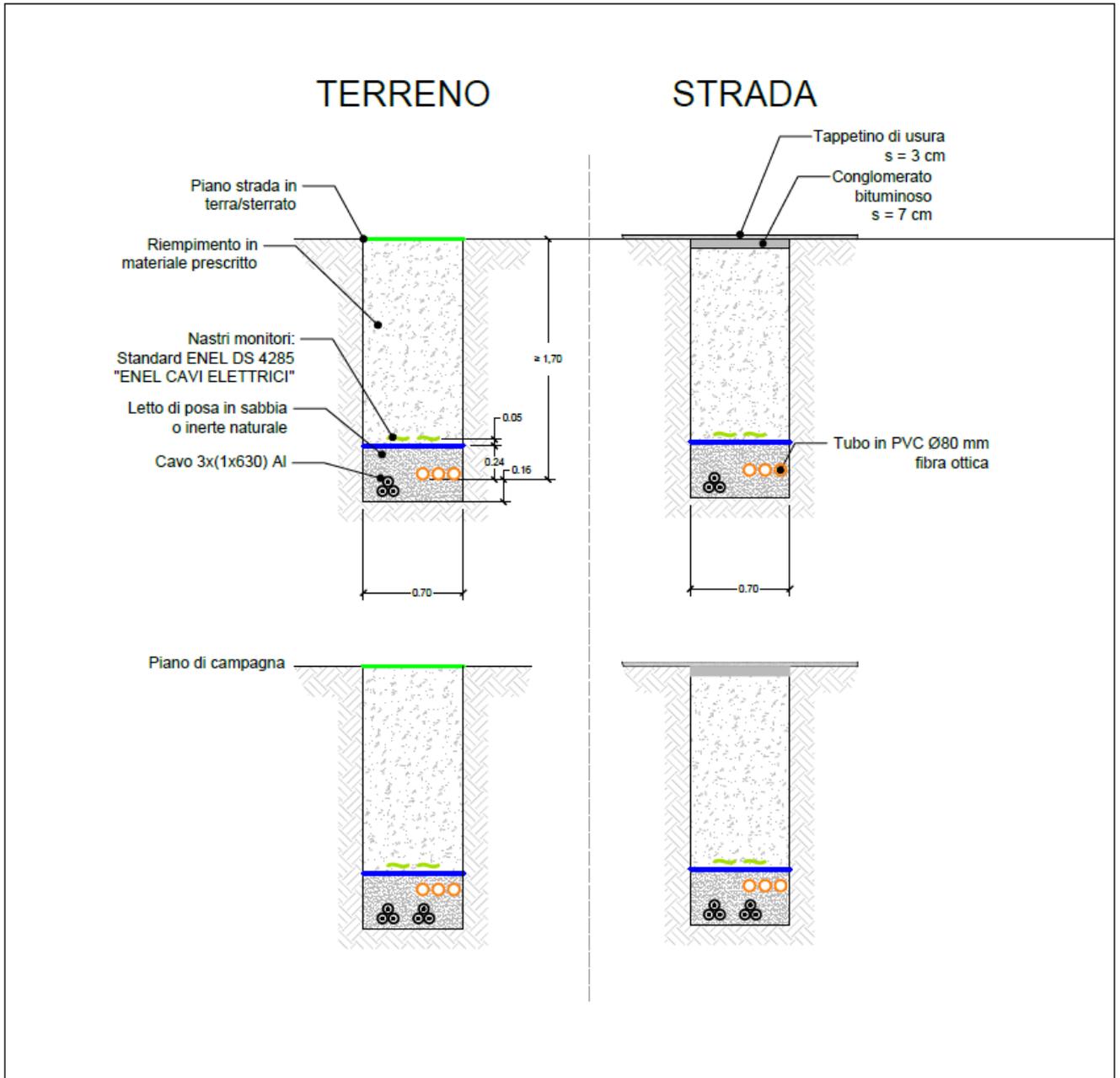
Conformi alle Norme CEI EN 50086-2-4 (23-46) (tubo "N" normale)

- resistenza all'urto: - tubo $\varnothing e$ 25450 mm: 15 J;
- tubo $\varnothing e$ 63 mm: 20 J;
- tubo $\varnothing e$ 125 mm: 28 J;
- tubo $\varnothing e$ 160 mm: 40 J.

Tipo	Diametro esterno [mm]	L [m]	Marche	Matricola ⁽¹⁾	Tabella
Tubo "corrugato" in rotoli	25	50	(da applicare alle estremità del tubo) <ul style="list-style-type: none"> • sigla o marchio del costruttore • materiale impiegato • anno di fabbricazione • CEI EN 50086-2-2 CEI EN 50086-2-4/tipo "N" 	295510	DS 4247
	32	50		295511	
	50	50		295512	
	63	50		295513	
	125	50		295514	
	160	25		295515	
Tubo "corrugato" in barre	125	6	(da applicare sulla superficie esterna con passo = 1 m) <ul style="list-style-type: none"> • sigla o marchio del costruttore • diametro nominale esterno in mm • ENEL • anno di fabbricazione • marchio IMQ 	295526	DS 4235
	160			295527	

⁽¹⁾ Materiale di fornitura impresa o acquistabile a catalogo on-line.

DIREZIONE RETE – SUPPORTO INGEGNERIA



	NASTRO DI SEGNALAZIONE "ENEL CAVI ELETTRICI"	DS 4285
		Dicembre 1999 Ed. I - 1/1
	PROPOSTA DI UNIFICAZIONE	



Spazio per la stampigliatura del nome
o sigla del Costruttore

Matricola	85 88 33
-----------	----------

UNITA' DI MISURA: n. rotoli

MATERIALI:

- Polietilene reticolato, PVC plastificato, o altri materiali di analoghe caratteristiche

CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE:

- Il nastro deve essere costituito da un film di colore rosso con dicitura nera, recante la scritta " ENEL - CAVI ELETTRICI" ripetuta per l'intera lunghezza, termicamente saldato ad una seconda pellicola in polipropilene trasparente a protezione della scritta.
- La scritta di cui sopra dovrà essere intervallata da uno spazio di circa 100mm, entro il quale sarà inserito il Nome o marchio del Costruttore
- Lo spessore e le caratteristiche del nastro ottenuto dovranno essere tali da permettere un allungamento pari o maggiore del 250%.

COLLAUDO:

- Verifica dimensionale e di rispondenza alle caratteristiche costruttive richieste.

CONFEZIONAMENTO:

- Rotoli di lunghezza 250m posti in busta sigillata di polietilene trasparente

IMPIEGO:

- Da stendere, al disopra delle protezioni meccaniche, per la segnalazione dei cavi interrati.

Descrizione ridotta:

N	A	S	T	R	O		S	E	G	N	A	L	A	Z	I	O	N	E		C	A	V	I		E	N	E	L			
---	---	---	---	---	---	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	---	---	---	--	---	---	---	---	--	--	--

AXØVIETI, AIPAAATI E YNØIXAZIONE □ YNØIXAZIONE IMPIANTO