

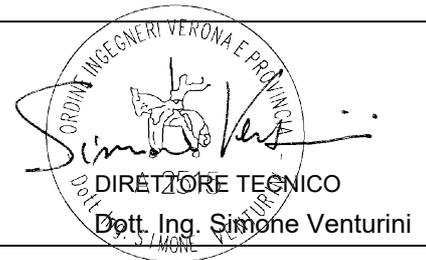


PROGETTO DEFINITIVO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI 57 MW<sub>p</sub>, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE, CON SISTEMA DI ACCUMULO DI CAPACITA' PARI 10 MWh DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI ROTELLO E MONTELONGO (CB)

## PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE: ROTELLO SOLAR s.r.l.

PROGETTISTA:



TITOLO ELABORATO:

**RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E DI CALCOLO  
OPERE ELETTRICHE SSE**

ELABORATO n° :

BI026F-D-RO00-IMP-RT-03-00

NOME FILE :

BI026F-D-RO00-IMP-RT-03-00.docx

SCALA :

-

DATA :

Dicembre 2022

REVISIONE	N.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO
	00		Dicembre 2022	Emissione	N.Ostoich	M.Palvarini
01						
02						
03						
04						

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>SIGLE, ABBREVIAZIONI E DEFINIZIONI</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>LEGGI, NORME E GUIDE DI RIFERIMENTO</b>	<b>6</b>
	3.1 UNIFICAZIONE TERNA ED ENEL	6
	3.2 LEGGI	6
	3.3 NORME TECNICHE	7
	3.3.1 NORME CEI/UNI	7
	3.3.2 NORME TECNICHE DIVERSE	9
	3.4 PRESCRIZIONI DA ENTI	10
<b>4</b>	<b>INQUADRAMENTO DELLE OPERE</b>	<b>11</b>
	4.1 GENERALITA'	11
	4.2 CONDIZIONI GENERALI DI PROGETTO	11
<b>5</b>	<b>CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI AT, MT</b>	<b>12</b>
	5.1 VALUTAZIONI SULLA POTENZA REATTIVA SCAMBIATA CON LA RTN12	
	5.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO	14
	5.2.1 CORTO CIRCUITO 3FASE AL NODO MT DI SSE UTENTE	16
	5.2.2 CORTO CIRCUITO FASE-TERRA AL NODO MT DI SSE UTENTE	17
	5.2.3 CORTO CIRCUITO TRIFASE AL NODO AT DI SSE UTENTE	18
<b>6</b>	<b>APPARECCHIATURE E SISTEMI PER ALTA E MEDIA TENSIONE</b>	<b>19</b>
	6.1 TRASFORMATORE AT/MT	19
	6.2 APPARECCHIATURE DI AT IN SOTTOSTAZIONE UTENTE	19
	6.3 APPARECCHIATURE DI MT IN SOTTOSTAZIONE UTENTE	19
<b>7</b>	<b>DIMENSIONAMENTO IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE</b>	<b>21</b>
	7.1 ILLUMINAZIONE ESTERNA	21
	7.2 ILLUMINAZIONE INTERNA	21
<b>8</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DISPERSORE DI TERRA PRIMARIA</b>	<b>23</b>
	8.1 SIGLE E TERMINI	23
	8.2 CRITERI ADOTTATI	25

8.3	DIMENSIONAMENTO TERMICO	25
8.4	DIMENSIONAMENTO GEOMETRICO	26
8.5	SOFTWARE ADOTTATO	27
8.6	DATI	29
8.6.1	DATI AMBIENTALI	29
8.6.2	DATI ELETTRICI	30
8.6.3	DATI MEZZO DISPERDENTE	31
8.6.4	DATI GEOMETRICI DISPERSORE	31
8.7	IMPIANTO DI TERRA SECONDARIA	32
8.8	LIMITI AMMESSI DALLE NORME	32
8.9	CALCOLI	33
8.9.1	DIMENSIONAMENTO TERMICO	33
8.9.2	RESISTENZA DI TERRA E POTENZIALI SUPERFICIALI	36
8.9.3	TENSIONI DI CONTATTO E PASSO	41
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>50</b>
<b>10</b>	<b>CAMPI ELETTRICI ED ELETTROMAGNETICI</b>	<b>51</b>
<b>11</b>	<b>ALLEGATI</b>	<b>52</b>

## 1 INTRODUZIONE

La società AGE Srl ha intrapreso l'iniziativa di realizzazione di un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) per una potenza complessiva di 48.320,00 kWac a fronte di 56.597,44 kWp, da ubicare nel Comune di Rotello in provincia di Campobasso e denominato "Rotello Solar".

Nella presente relazione vengono riportati i risultati di calcoli preliminari eseguiti nello sviluppo del progetto definitivo degli impianti tecnologici e delle opere elettromeccaniche della SSE utente per la connessione dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) a 150 kV.

Gli impianti oggetto della progettazione sono quelli di seguito elencati:

- Sezione AT composta da:
  - o N. 1 stallo AT di connessione alla rete, composto da sezionatore, TV-I, TA, interruttore, scaricatori di sovratensione
  - o N. 1 trasformatore 150/30kV di taglia 50/60 MVA ONAN / ONAF
- Dispensore di terra primaria
- Quadro di MT per distribuzione primaria per la connessione alla SSE delle linee provenienti dall'impianto fotovoltaico
- Trasformatore MT/bt e quadri in AC e DC per servizi ausiliari
- Sistema raddrizzatori carica batterie e batterie per alimentazione servizi ausiliari in DC
- Quadri e sistemi di protezione della rete di AT e di MT
- Quadro di supervisione e controllo dell'intero sistema
- Impianti luce, FM, rivelazione fumi, controllo accessi, TVCC, climatizzazione asserviti all'edificio e all'area esterna della SSE

I criteri alla base della progettazione degli impianti in oggetto si possono così elencare:

- A. Sicurezza degli operatori, degli utenti e degli impianti
- B. Semplicità ed economia di manutenzione
- C. Uniformità di apparecchiature ed impianti con quelli analoghi già esistenti e gestiti dal Committente
- D. Scelta di apparecchiature improntata a criteri di elevata qualità, semplicità e robustezza, per sostenere le condizioni di lavoro più gravose
- E. Affidabilità degli impianti e massima continuità di servizio

Per quanto attiene le descrizioni dell'intervento ed il dettaglio sullo stesso, si rinvia alla relazione tecnica descrittiva BI026F-D-RO00-IMP-RT-02-00 e agli altri elaborati di progetto.

## 2 SIGLE, ABBREVIAZIONI E DEFINIZIONI

Le sigle ed abbreviazioni utilizzate nella presente relazione sono di seguito elencate (in ordine alfabetico):

- AC Corrente alternata
- ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- AT Simbolo generico di “Sistema di alta tensione in c.a.” (a 150 kV nella fattispecie)
- BESS Battery Energy Storage System
- BT o bt Simbolo generico di “Sistema di bassa tensione in c.a.”
- CA Continuità assoluta
- CEI Comitato Elettrotecnico Italiano
- CSA Capitolato Speciale di Appalto
- CSC Commutatore Sotto Carico del trasformatore (altresì chiamato VSC)
- DC Corrente continua
- DL Direzione dei Lavori, generale o specifica (Operativa)
- FM Forza Motrice
- IED Intelligent Electronic Device (apparati, protezioni, dispositivi connessi alla rete Ethernet in protocollo IEC 61850)
- IMQ Istituto Italiano per il Marchio di Qualità
- MAI Mancata Apertura Interruttore
- MT Simbolo generico di “Sistema di media tensione in c.a.” (30 kV nella fattispecie)
- PEI Indice di efficienza di picco - Tabella 1.7 del Regolamento (UE) n. 548/2014
- PRFV Plastica rinforzata con fibre di vetro (vetroresina)
- PV Fotovoltaico (Photovoltaic)
- RTN Rete di Trasmissione Nazionale
- SE / SSE Stazione / Sottostazione Elettrica
- ST Specifica Tecnica
- STMG Soluzione Tecnica Minima Generale
- TERNA Proprietario e gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

- TLC           Telecomunicazioni
- TV-C          Trasformatori di tensione Capacitivi
- TV-I          Trasformatori di tensione Induttivi
- VSC          Variatore Sotto Carico (del Trasformatore AT/MT). In alternativa, potrà essere chiamato CSC (Commutatore Sotto Carico)

Eventuali altri acronimi potranno essere introdotti solo dopo che siano stati definiti, tra parentesi, accanto alla definizione estesa del proprio significato.

### 3 LEGGI, NORME E GUIDE DI RIFERIMENTO

In questo capitolo si riportano i principali riferimenti normativi da prendere in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente documento. Altre norme specifiche di prodotto potranno essere richiamate nelle relative specifiche tecniche.

#### 3.1 UNIFICAZIONE TERNA ED ENEL

Si è fatto riferimento ai documenti più recenti dell'Unificazione TERNA sulle sottostazioni elettriche. Ciò allo scopo di garantire la realizzazione di un'opera in linea con i più moderni standard, specifici per il tipo di opera trattata.

#### 3.2 LEGGI

- DL n. 37 del 22/01/08 – Regolamento sul riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
- Legge 10/91 per il contenimento dei consumi energetici e relativo regolamento di attuazione DPR 412/93 integrato dal 551/99, dal 192/05 e dal 311/06
- Regio Decreto 11 dicembre 1933 n° 1775 "Testo Unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici"
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" e ss.mm.ii.
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"
- DPCM 8 luglio 2003, "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) generati dagli elettrodotti"
- Decreto 29 maggio 2008, "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti"
- DPR 8 giugno 2001 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità" e ss.mm.ii
- Legge 24 luglio 1990 n° 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi" come modificato dalla [Legge 11 febbraio 2005, n. 15](#), dal [Decreto legge 14 marzo 2005, n. 35](#) e dalla [Legge 2 aprile 2007, n. 40](#)
- Decreto Legislativo 22 gennaio 2004 n° 42 "Codice dei Beni Ambientali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137"
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli

interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42”

- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 “Norme in materia ambientale” e ss.mm.ii.
- Legge 5 novembre 1971 n. 1086. “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica. Applicazione delle norme sul cemento armato”
- O.P.C.M. 3274 del 20.03.2003 Costruzioni in zona sismica
- D.M. 14 Gennaio 2008. Nuove Norme Tecniche per le costruzioni
- D.M 17 gennaio 2018. Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”
- Circolare 21/01/2019 n.7 - Istruzioni per l’applicazione dell’”Aggiornamento delle Norme tecniche per le costruzioni” di cui al D.M. 17/01/2018
- D.M. 03.12.1987 Norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo delle costruzioni prefabbricate
- CNR 10025/98 Istruzioni per il progetto, l’esecuzione ed il controllo delle strutture prefabbricate in calcestruzzo
- D.lgs n. 192 del 19 agosto 2005 Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell’edilizia
- D.Lgs. n° 81 del 2008 “Attuazione dell’articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” (c.d. "Testo Unico sulla Sicurezza")
- D.Lgs. n° 106 del 3 agosto 2009 recante “Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”
- L 818 del 07.12.1984 e s.m.i.: Prevenzione incendi

### 3.3 NORME TECNICHE

#### 3.3.1 NORME CEI/UNI

- CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni
- CEI 99-3 (CEI EN 50522) Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 60909-0 Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata - Parte 0: Calcolo delle correnti

- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”
- CEI EN 60865-1 “Correnti di cortocircuito – Calcolo degli effetti – Parte 1: Definizioni e metodi di calcolo”
- CEI 11-27, "Lavori su impianti elettrici"
- CEI 64-8, “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua”
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche"
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01
- CEI 106-11, “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo”
- CEI 36-12, “Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V”
- CEI EN 60076-1, “Trasformatori di potenza”, Parte 1: Generalità
- CEI EN 60076-2, “Trasformatori di potenza Riscaldamento”, Parte 2: Riscaldamento
- CEI EN 60137, “Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1000 V”
- CEI EN 60721-3-4, “Classificazioni delle condizioni ambientali”, Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 4: Uso in posizione fissa in luoghi non protetti dalle intemperie
- CEI EN 60721-3-3, “Classificazioni delle condizioni ambientali e loro severità”, Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 3: Uso in posizione fissa in luoghi protetti dalle intemperie
- CEI EN 60068-3-3, “Prove climatiche e meccaniche fondamentali”, Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature
- CEI EN 60099-4, “Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata”, Parte 4: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata
- CEI EN 60129, “Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V”
- CEI EN 60529, “Gradi di protezione degli involucri”

- CEI EN 62271-100, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione
- CEI EN 62271-102, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 102 : Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione
- IEC 61869-1 Instrument transformers - Part 1: General requirements
- IEC 61869-2 Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers
- IEC 61869-3 Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers
- CEI EN 60694, “Prescrizioni comuni per l’apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione”
- CEI EN 61000-6-2, “Compatibilità elettromagnetica (EMC)“, Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali
- CEI EN 61000-6-4, “Compatibilità elettromagnetica (EMC)“, Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali
- UNI EN 54, “Sistemi di rivelazione e di segnalazione d’incendio”
- UNI 9795, “Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d’incendio”
- UNI EN 12464-1 “Illuminazione dei posti di lavoro – Parte 1: Posto di lavoro in interni”
- UNI EN 12464-2 “Illuminazione dei posti di lavoro - Parte 2: posti di lavoro in esterno”
- Norma UNI EN 40 - Norme relative ai pali per illuminazione pubblica
- Norma UNI 10819 – Luce e illuminazione - Impianti di illuminazione esterna - Requisiti per la limitazione della dispersione verso l’alto del flusso luminoso
- UNI EN 1838: “Applicazioni illuminotecniche - Illuminazione di emergenza”
- UNI EN 10380: “Illuminazione di interni con luce artificiale”

### 3.3.2 NORME TECNICHE DIVERSE

- IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation (tutte le parti)
- TERNA: Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di Rete)
- Allegato A.3 al Codice di Rete: Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN
- Allegato A.4 al Codice di Rete: Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV

- Allegato A.5 al Codice di Rete: Criteri di automazione delle stazioni a tensione uguale o superiore a 120 kV
- Allegato A.6 al Codice di Rete: Criteri di telecontrollo e di acquisizione dati
- Allegato A.8 al Codice di Rete: Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV
- Allegato A.9 al Codice di Rete: Piano di difesa del sistema elettrico
- Allegato A.11 al Codice di Rete: Criteri generali di taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV
- Allegato A.13 al Codice di Rete: Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna
- Allegato A.45 al Codice di Rete: Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura
- Allegato A.46 al Codice di Rete: Specifica tecnica realizzativa del sistema di acquisizione principale delle misure di energia elettrica
- Allegato A.47 al Codice di Rete: Specifica tecnica di prova delle apparecchiature di misura
- Allegato A.52 al Codice di Rete: Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio (UPDM) specifiche funzionali e di comunicazione
- Allegato A.68 al Codice di Rete: Centrali Fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo
- Allegato A.69 al Codice di Rete: Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di TERNA
- ENEL: Linea guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche

### 3.4 PRESCRIZIONI DA ENTI

- STMG TERNA: Soluzione Tecnica Minima Generale allegata a preventivo di connessione emesso da TERNA il 02/07/2021
- Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV - Anno 2021
- Guida Tecnica INS CA G01 – Metodologie per la progettazione ed il dimensionamento dell'impianto di terra delle Stazioni Elettriche AT

## 4 INQUADRAMENTO DELLE OPERE

### 4.1 GENERALITA'

La sottostazione utente "Rotello Solar" sarà situata in comune di Rotello, provincia di Campobasso, nelle immediate vicinanze della costruenda Stazione TERNA di Rotello, la cui realizzazione è prevista per la connessione di più produttori nella zona.

### 4.2 CONDIZIONI GENERALI DI PROGETTO

- Comune di: Rotello (CB) – Località Piana della Fontana
- Altitudine: 160 m s.l.m.
- Zona climatica: D 1766°giorno
- Latitudine: N 41.763°
- Longitudine: E 15.074°
- Temperatura esterna massima estiva: 29°C (Norma UNI 10349/2016)
- Temperatura interna massima estiva nei locali condizionati: 25°C +/- 2°C
- Temperatura esterna invernale di progetto: -2°C
- Riduzione per edificio in zona isolata: -2°C

#### *Condizioni ambientali:*

- Installazione: all'aperto in zona agricola, con salinità normale;
- Temperatura dell'aria compresa fra -25°C e +40°C;

#### *Tensione nominale (massima) del sistema:*

- 150 (170) kV – 50Hz per il sistema in AT
- 30(36) kV – 50Hz per il sistema in MT

#### *Livelli di isolamento del sistema:*

- 325kV<sub>rms</sub>/750kV<sub>peak</sub> per il sistema a 150 (170) kV (AT)
- 705kV<sub>rms</sub>/145kV<sub>peak</sub> per il sistema a 30(36) kV (MT)

#### *Correnti di corto circuito di dimensionamento:*

- 31.5kA<sub>rms</sub> x 1s a 150 kV
- 16kA<sub>rms</sub> x 1s a 30kV

#### *Energia per servizi ausiliari:*

- 400/230Vac – 50Hz
- 110Vdc

## 5 CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI AT, MT

### 5.1 VALUTAZIONI SULLA POTENZA REATTIVA SCAMBIATA CON LA RTN

In accordo con quanto richiesto nell'Allegato A.68 al CdR, un impianto fotovoltaico deve essere in grado di scambiare potenza reattiva con la RTN al punto di connessione, entro limiti definiti dalla curva riportata in fig. 4 dello stesso allegato e qui riproposta

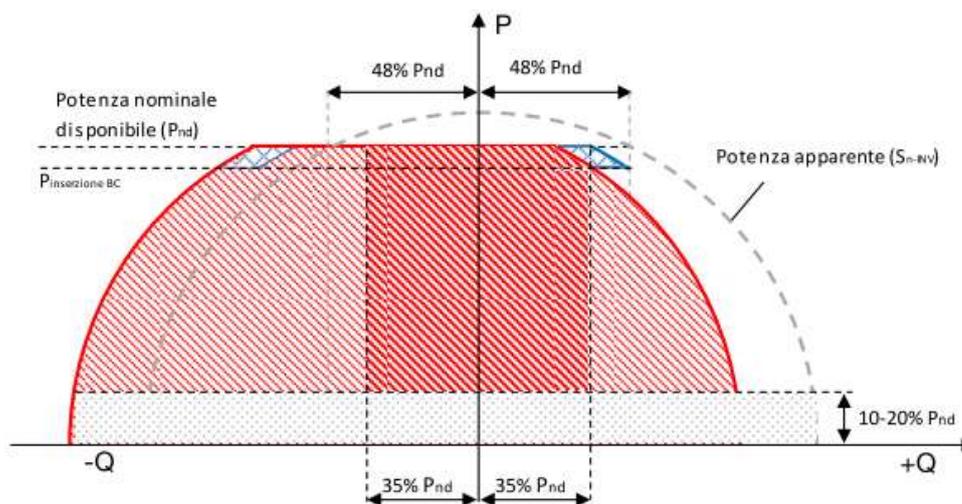


Fig. 4 – Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale  $V_n$

In particolare, l'area che obbligatoriamente deve essere coperta con la potenza reattiva prodotta / assorbita dall'impianto è quella di colore rosso scuro. La potenza reattiva sarà scambiata innanzitutto per opportuna regolazione degli inverter dell'impianto fotovoltaico e contribuiranno poi alla sua determinazione anche le lunghe linee MT in cavo piuttosto che il trasformatore AT/MT. Nel caso in cui non si riesca a coprire l'area rosso scuro, sarà necessario ricorrere a mezzi di compensazione della potenza reattiva (banchi di condensatori piuttosto che reattori).

Per una valutazione della potenza reattiva scambiata con la RTN si procede come di seguito esplicitato:

- viene creato un modello della rete, dalla rappresentazione di un equivalente della RTN al nodo a 150kV fino agli inverter fotovoltaici (o a una rappresentazione aggregata degli stessi). In particolare, devono essere rappresentati, oltre agli inverter, le linee in cavo MT ed il trasformatore AT/MT. Ne deriva il modello di cui alla Fig. 1, ottenuto con apposito software di calcolo (NEPLAN® ver. 10.9.2.0), con il quale sono stati eseguiti i calcoli di load flow di seguito descritti;
- si caratterizza ciascun inverter con la curva di capability P,Q. Per gli inverter utilizzati si è dedotta la curva rappresentata in Fig. 2. L'inverter ha una potenza nominale di 320kW, alla quale è in grado di fornire / assorbire potenza reattiva per circa 160kvar ( $\cos\varphi = 0.9$ );

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE

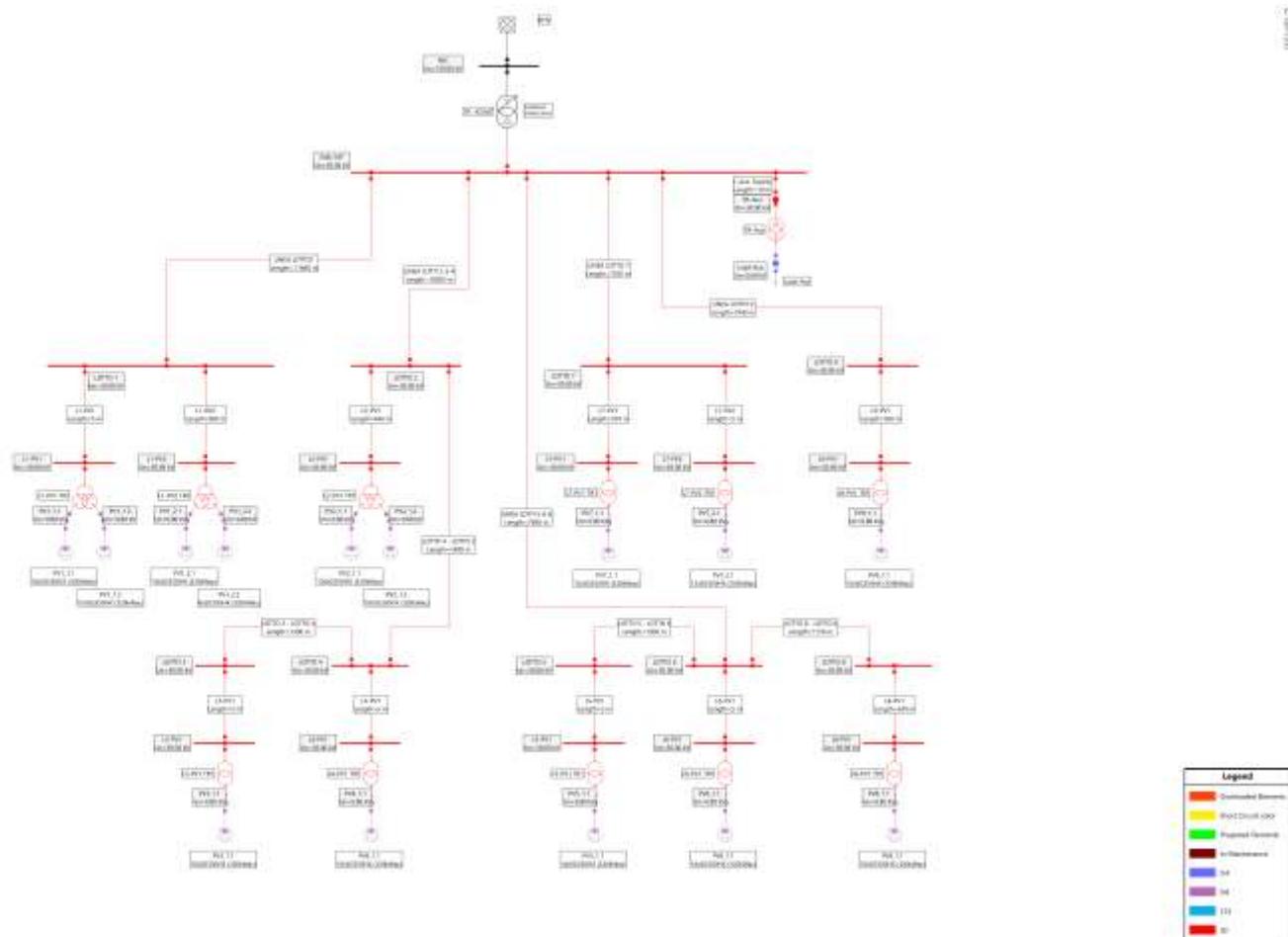


Fig. 1 – Modello della rete AT/MT/bt ottenuto con il software NEPLAN®

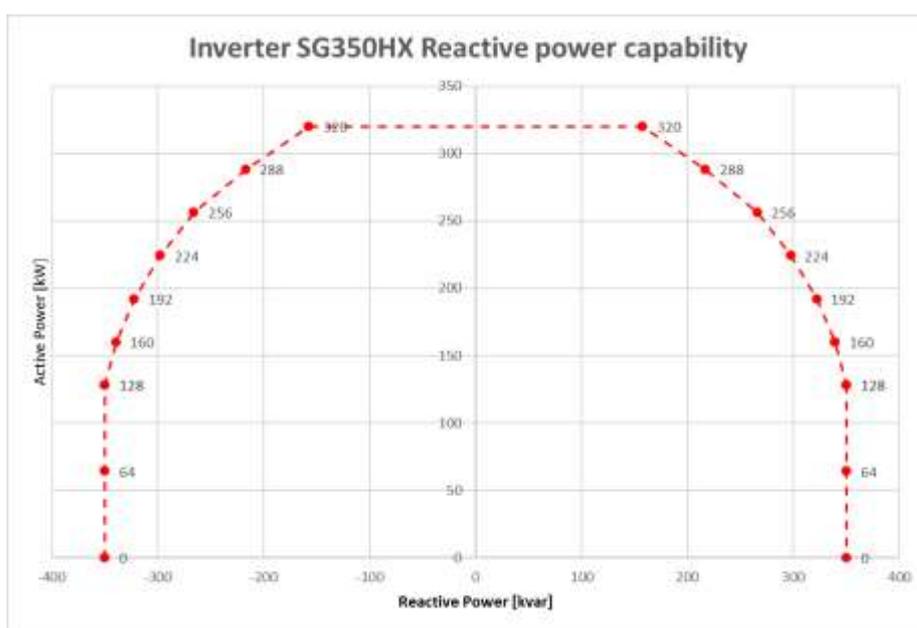


Fig. 2 – Curva di capability P,Q dell'inverter Sungrow SG350HX

- viene condotta poi una serie di calcoli di load flow a diversi punti della capability degli inverter, compresi tra una  $P=0$  ed una  $P=320\text{kW}$ , registrando lo scambio di potenza reattiva con la rete, al lordo del contributo alla potenza reattiva fornito dalle capacità delle lunghe linee in cavo e al netto della potenza reattiva richiesta dalle linee stesse e dal trasformatore AT/MT. Ne deriva la curva rappresentata in blu in Fig. 3.

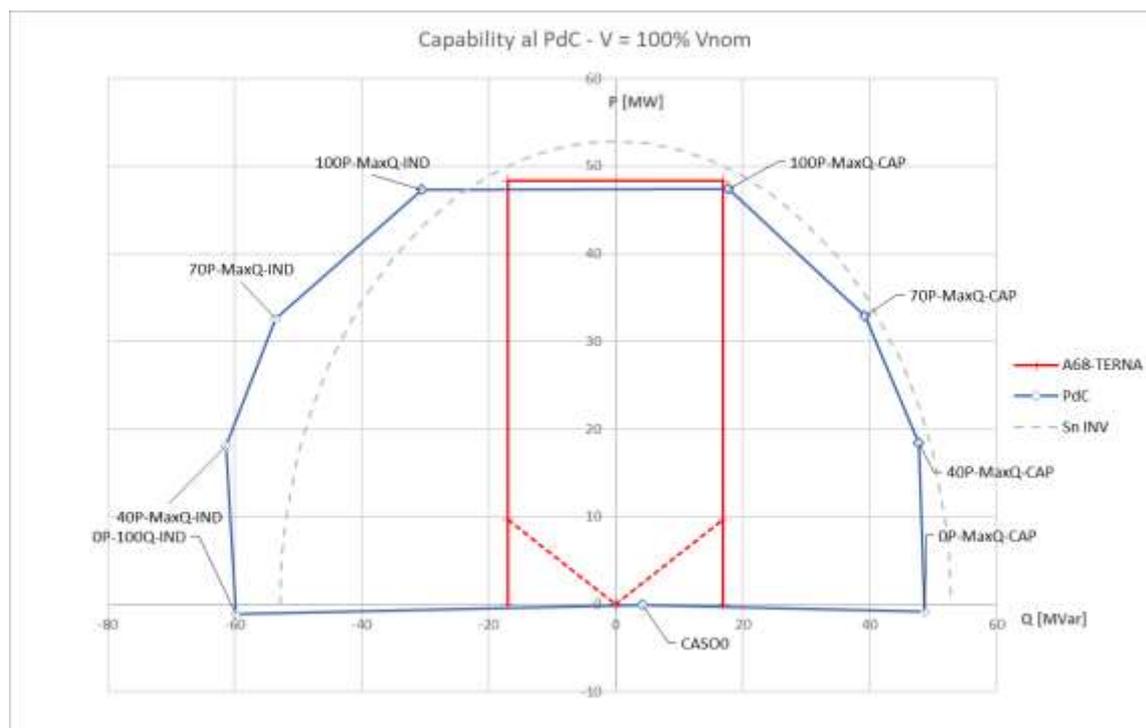


Fig. 3 – Curva di capability al PdC dell'impianto (blu), confrontata con quella richiesta dall'Allegato A.68 al CdR (rossa)

La curva di capability dell'impianto viene messa a confronto con quella richiesta dall'Allegato A.68 al CdR e rappresentata in questo in Fig.4.

Dal confronto si nota come l'impianto sia in grado di fornire/assorbire la potenza reattiva richiesta. La regione della curva rossa non coperta dalla curva blu è dovuta al fatto che ci saranno inevitabilmente delle perdite in rete, per cui l'impianto non sarà in grado di fornire l'intera Pnd al PdC. Una ridefinizione della Pnd dell'impianto su valori inferiori (47MW anziché 48.32MW) può eventualmente determinare una piena copertura della curva richiesta.

## 5.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO

Con lo stesso modello di rete nel software NEPLAN® sono stati eseguiti calcoli delle correnti di corto circuito al nodo MT di sottostazione, con alimentazione da RTN e dall'impianto fotovoltaico, in accordo alla normativa CEI EN 60909-0:2016.

Il significato dei simboli indicati negli schemi con i risultati è il seguente, in accordo alla simbologia riportata dalla Normativa:

Simbolo	Significato
$I_k''$ (L1, L2, L3)	Modulo della corrente di corto circuito subtransitoria nelle tre fasi (kA)
$i_p$ (L1, L2, L3)	Corrente di picco nelle tre fasi (kA)
$I_k$ (L1, L2, L3)	Modulo della corrente di corto circuito permanente nelle tre fasi (kA)
$I_{th}$ (L1, L2, L3)	Corrente termica nelle tre fasi (a $t = 1$ s) (kA)

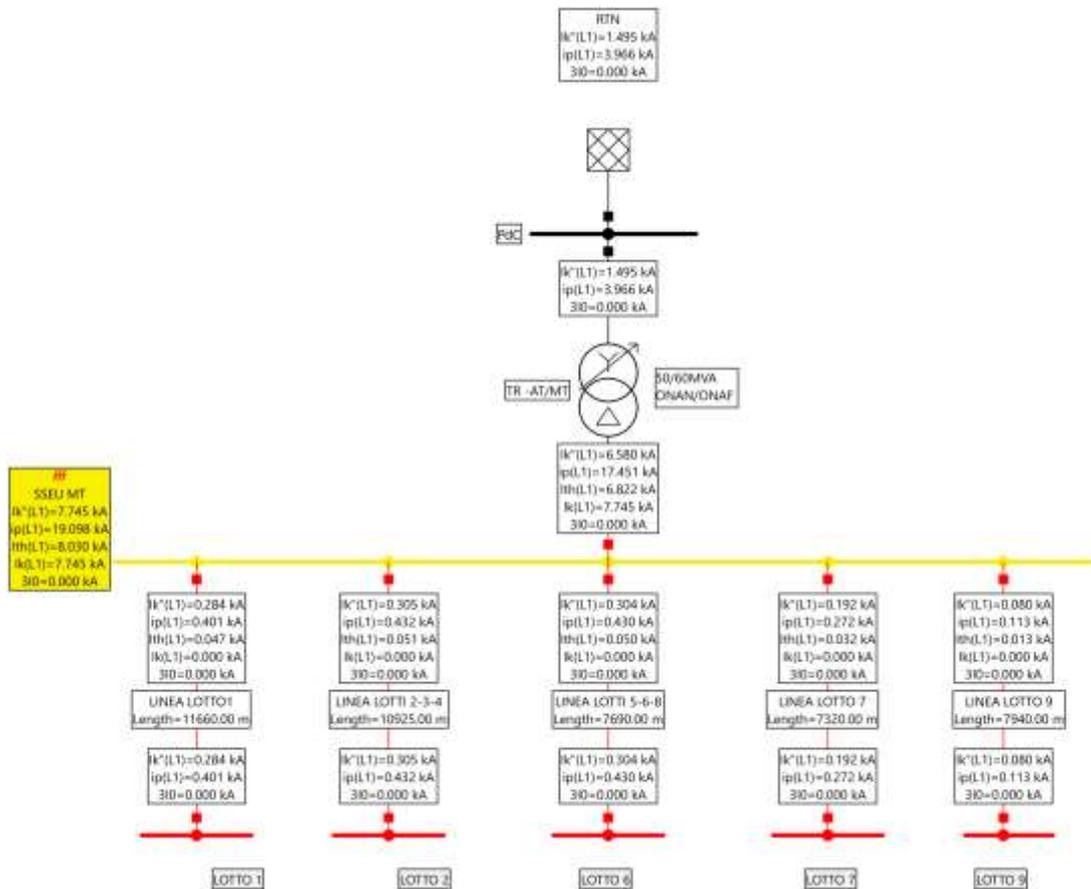
I valori di corrente di corto circuito nel nodo di connessione dell'impianto alla RTN sono dedotti dal documento "Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV - Anno 2021" emesso da TERNA:

Nodo	Livello di tensione	Valori massimi nelle condizioni ordinarie di esercizio			Valori minimi
		Icc Trifase massima	Rapporto R/X (*)	Icc Monofase massima	Pcc minima trifase conv.le
Rotello 150kV	150 kV	10.536 kA	0.15	8.728 kA	1540 MVA

(\*) Ipotizzato

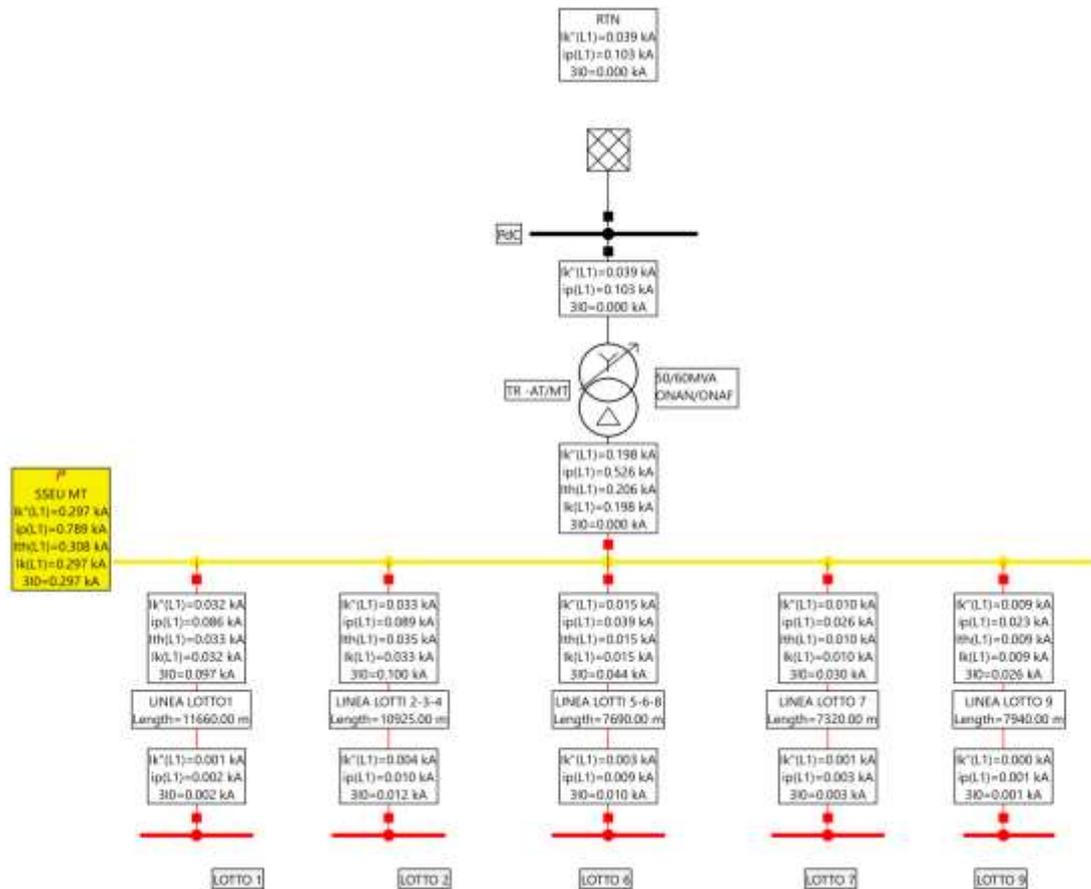
Con tali valori è caratterizzato il feeder equivalente al nodo a 150kV nel modello di calcolo della rete allo studio.

5.2.1 CORTO CIRCUITO 3FASE AL NODO MT DI SSE UTENTE



La corrente di guasto trifase totale al nodo MT è circa pari a 7.7kA, con un contributo di circa 1200A proveniente dall'impianto fotovoltaico.

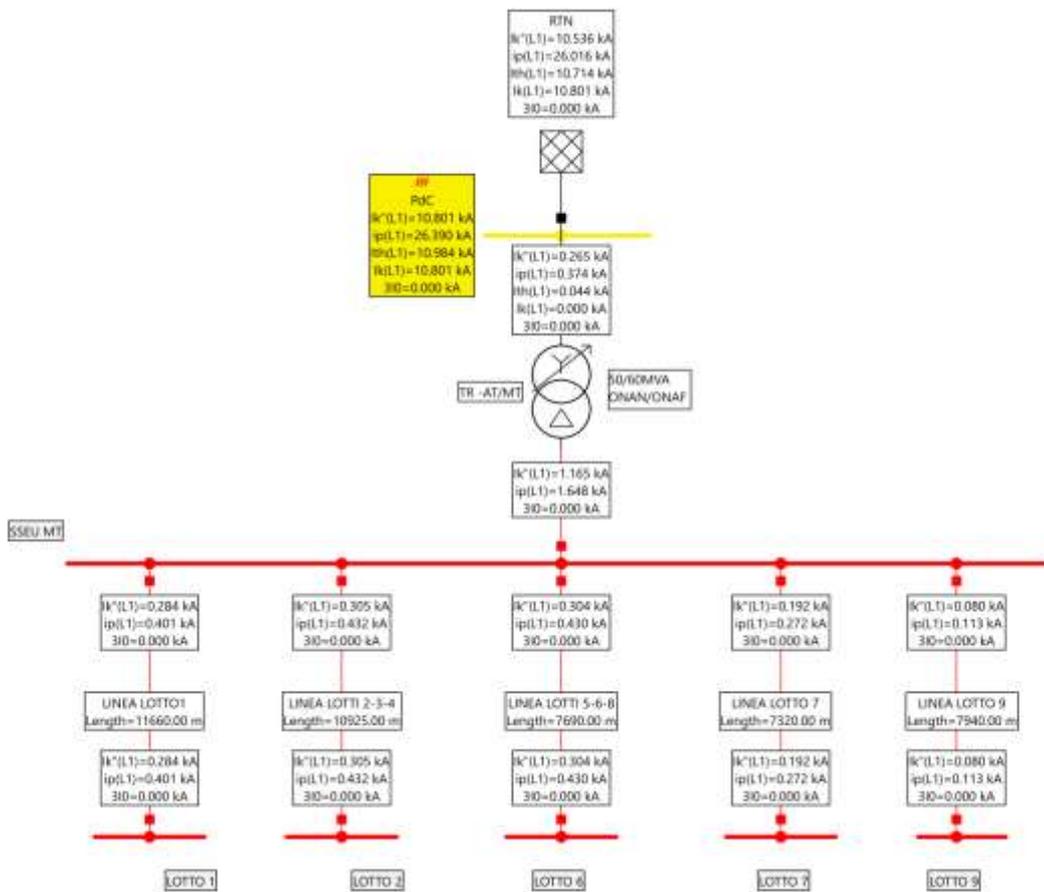
### 5.2.2 CORTO CIRCUITO FASE-TERRA AL NODO MT DI SSE UTENTE



La corrente di guasto fase-terra totale al nodo MT è pari a 297A, di natura capacitiva e interamente proveniente dalle linee MT, sia quelle derivate alla sbarra e collegate all'impianto fotovoltaico, sia quelle interne ai tre sottocampi.

### 5.2.3 CORTO CIRCUITO TRIFASE AL NODO AT DI SSE UTENTE

Per definire il contributo dell'impianto fotovoltaico nel caso di corto circuito trifase al nodo a 150kV di connessione con la RTN, viene calcolato il guasto al nodo stesso.



Il contributo è di 265A<sub>rms</sub>.

## 6 APPARECCHIATURE E SISTEMI PER ALTA E MEDIA TENSIONE

### 6.1 TRASFORMATORE AT/MT

Il trasformatore AT/MT avrà le seguenti caratteristiche:

<b>Trasformatore AT/MT</b>	
Potenza nominale	50/60 MVA
Raffreddamento	ONAN/ONAF
Vn1	150 kV $\pm 12 \times 1.5$ %
Vn2	30 kV
Vcc %	14% (ONAN)
pcc %	0.49% (ONAN)
Gruppo	YNd11

La taglia è giustificata dalla potenza massima erogabile in AC dall'impianto fotovoltaico, pari a 48.32MW / 51.96MVA (somma delle taglie degli inverter installati).

### 6.2 APPARECCHIATURE DI AT IN SOTTOSTAZIONE UTENTE

La corrente transitante a massima potenza esportata dall'impianto (52.85MVA corrispondenti a 43.32MW a  $\cos\varphi=0.9$ ), calcolata alla minima tensione ammissibile in rete, è pari a:

$$I_{b \max} = \frac{52.85MVA}{\sqrt{3} \cdot 150kV \cdot 0.9} = 226A$$

pertanto le apparecchiature saranno commisurate innanzitutto a tale corrente, la quale tuttavia è sufficientemente inferiore alle normali taglie commerciali (tipicamente 1250-2000A) di interruttori e sezionatori AT.

I TA saranno invece scelti su una taglia superiore a 226A, con riferimento inoltre alla capacità di non saturare in caso di corto circuito. Si propongono quindi TA con rapporto 200-400/5A.

Il trasformatore sarà protetto da scaricatori di sovratensione commisurati alla tensione nominale del sistema e ai livelli di isolamento fissati.

### 6.3 APPARECCHIATURE DI MT IN SOTTOSTAZIONE UTENTE

La corrente transitante a massima potenza esportata dall'impianto, calcolata alla minima tensione ammissibile in rete, è pari a:

$$I_{b \max} = \frac{52.85MVA}{\sqrt{3} \cdot 30kV \cdot 0.9} = 1130.0A$$

pertanto si sceglie un quadro da 1250A a 30kV, con TA commisurati alle necessità.  
Il quadro di distribuzione primaria scelto ha una tenuta alla corrente di corto circuito di 16kA – 1sec, per cui superiore al valore calcolato in 5.2.1.

## 7 DIMENSIONAMENTO IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE

Il calcolo dell'impianto di illuminazione esterna dell'area di piazzale è stato condotto, con software specifico DIALUX, verificando la rispondenza dei valori ottenuti ai livelli fissati dalle Normative specifiche.

### 7.1 ILLUMINAZIONE ESTERNA

I valori da adottare come riferimento per il dimensionamento dell'impianto di illuminazione esterna, in linea con la norma UNI EN 12464-2 (2014) "Illuminazione dei posti di lavoro - Parte 2: posti di lavoro in esterno", sono i seguenti:

No. Riferimento 12464-2	UNI	Tipo di zona, compito o attività	Em (lx)	U0	UGRL	Ra
5.11.1		Impianti di produzione di energia, elettricità, gas e calore" – Ispezione generale	50	0.40	50	20

dove:

Em = illuminamento medio

U = uniformità

GR<sub>L</sub> = indice di abbagliamento (glare rating)

Ra = indice di resa del colore (color rendering index)

I risultati di tale calcolo sono illustrati nell'Allegato 02.

### 7.2 ILLUMINAZIONE INTERNA

L'illuminazione dei locali oggetto di intervento sarà realizzata in ottemperanza alla Norma UNI EN 12464-1 e UNI EN 1838 (illuminazione di sicurezza).

L'obiettivo è quello di raggiungere i seguenti parametri in accordo alla Normativa sopra menzionata:

No. Riferimento 12464-1	UNI	Tipo di zona, compito o attività	Em (lx)	U0	UGRL	Ra
5.3.1 / 5.20.4		Locali impianti, sala interruttori / Locali annessi, per esempio: locali pompe, locali condensatori, quadri di controllo interni	200	0.40	25	60
5.20.5		Sala Controllo	500	0.70	16	80
5.4.1		Magazzini, zone di stoccaggio	100	0.40	25	60

dove:

E<sub>m</sub> = illuminamento medio

$U_0$  = uniformità

$UGR_L$  = indice di abbagliamento (glare rating)

$R_a$  = indice di resa del colore (color rendering index)

Per i diversi locali di cui è composto l'edificio, si assumono quindi i seguenti parametri:

Locale	Tipo di zona, compito o attività secondo UNI12464-1	Em (lx)
Quadri SAUX	Locali impianti, sala interruttori / Locali annessi, per esempio: locali pompe, locali condensatori, quadri di controllo interni	200
Sala Batterie	Magazzini, zone di stoccaggio	100
Quadri MT	Locali impianti, sala interruttori / Locali annessi, per esempio: locali pompe, locali condensatori, quadri di controllo interni	200

Per realizzare un'illuminazione di emergenza, si doteranno alcuni apparecchi, utilizzati anche per l'illuminazione ordinaria, di gruppo autonomo, consentendo di garantire un illuminamento delle vie di esodo con un valore ampiamente superiore a 1 lx, come indicato dalla Norma UNI EN 1838.

## 8 DIMENSIONAMENTO DISPERSORE DI TERRA PRIMARIA

Vengono qui riportati i dettagli del dimensionamento e della verifica del dispersore di terra primaria della nuova SSE, con il fine di valutare il rispetto dei limiti delle tensioni di contatto e passo previsti dalla normativa vigente all'interno della stazione e nelle sue immediate adiacenze.

I calcoli sono stati condotti con il software XGSLab, con il quale sono stati rappresentati il modello del terreno ed il modello del dispersore in dettaglio.

Di seguito:

- vengono richiamate le caratteristiche dei componenti dell'impianto di terra, il quale è stato modellizzato con software XGSLab;
- vengono illustrati i criteri generali adottati per il dimensionamento termico e geometrico;
- vengono riportati i principali risultati di calcolo;

### 8.1 SIGLE E TERMINI

In accordo con i documenti di armonizzazione in ambito europeo, saranno utilizzate le seguenti sigle:

- Rb Resistenza del corpo umano
- Rf Resistenza di un piede verso terra
- Rm Resistenza mutua tra due piedi
- Reb Resistenza della persona verso terra
- Re Resistenza di terra
- Ue Tensione totale di terra
- $\Phi$  Potenziale superficiale di terra
- Ut Tensione di contatto effettiva (in presenza del corpo umano)
- Ust Tensione di contatto imperturbata (in assenza del corpo umano)
- Utp Massima tensione di contatto effettiva ammessa dalla norme
- Ustp Massima tensione di contatto imperturbata ammessa dalla norme
- Us Tensione di passo effettiva (in presenza del corpo umano)
- Uss Tensione di passo imperturbata (in assenza del corpo umano)
- Usp Massima tensione di passo effettiva ammessa dalla norme
- Ussp Massima tensione di passo imperturbata ammessa dalla norme

- $I_f$  Corrente di guasto monofase a terra
- $I_d$  Corrente drenata
- $I_e$  Corrente dispersa
- $I_b$  Corrente attraverso il corpo umano
- $T_f$  Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra

Inoltre, saranno utilizzate le seguenti ulteriori sigle:

- $S_k$  Potenza di cortocircuito trifase
- $I_k$  Corrente di cortocircuito trifase
- $t_k$  Tempo di intervento delle protezioni per cortocircuito trifase
- $I_{k2}$  Corrente di cortocircuito fase fase terra
- $t_{k2}$  Tempo di intervento delle protezioni per cortocircuito fase fase terra
- $\rho_e$  Resistività del mezzo disperdente omogeneo
- $\rho_1$  Resistività del mezzo disperdente in superficie
- $h_1$  Spessore dello strato del mezzo disperdente di resistività  $\rho_1$
- $\rho_2$  Resistività del mezzo disperdente dello strato intermedio
- $h_2$  Spessore dello strato del mezzo disperdente di resistività  $\rho_2$
- $\rho_3$  Resistività del mezzo disperdente in profondità
- $\rho_s$  Resistività dell'eventuale strato "isolante" aggiuntivo sulla superficie del mezzo disperdente
- $H_s$  Spessore dello strato del mezzo disperdente di resistività  $\rho_s$

Saranno utilizzati anche i seguenti termini in uso negli impianti in Alta e Media Tensione:

- Impianto di terra primario o terra primaria: si intendono i conduttori in contatto elettrico con il terreno o annegati nel calcestruzzo ovvero il dispersore. I termini "Impianto di terra primaria" e "Dispersore" verranno utilizzati come sinonimi
- Impianto di terra secondario o terra secondaria: comprende:
- Conduttori di terra: conduttori che collegano parti dell'impianto (neutri dei sistemi elettrici, masse di apparecchiature e collettori di terra) direttamente al dispersore o un dispersore ad un altro dispersore ed ubicati fuori dal terreno o, se interrati, da esso isolati

- Conduttori equipotenziali: conduttori che collegano le masse ai collettori di terra o direttamente al dispersore
- Collettori di terra: elementi ai quali fanno capo i diversi conduttori di terra e/o equipotenziali di una parte dell'impianto. Ogni collettore di terra è collegato al dispersore con uno o più conduttori di terra

Altri termini saranno in accordo con le vigenti normative.

## 8.2 CRITERI ADOTTATI

Per il dimensionamento dell'impianto di terra primaria della Stazione sono stati adottati i seguenti principali criteri:

- dimensionamento termico
- dimensionamento geometrico

L'impianto di terra secondaria esula dallo scopo della presente relazione.

## 8.3 DIMENSIONAMENTO TERMICO

Il dimensionamento termico consente di definire la sezione minima dei conduttori da impiegare in modo da limitare la massima temperatura finale entro valori accettabili, tenuto conto:

- della corrente che vi deve fluire
- della sua durata
- del materiale con cui è realizzato il conduttore
- dell'eventuale isolamento
- della temperatura iniziale

Per il dimensionamento termico devono essere considerati i seguenti dati:

### Verifica Ie

- dati ambientali: massima temperatura del terreno (per i conduttori interrati) o dell'aria (per i conduttori fuori terra)
- dati elettrici: corrente di guasto monofase a terra al netto di eventuali drenaggi ( $I_e$ ) e tempo di intervento delle protezioni ( $t_f$ )
- limiti ammessi dalle norme: massime temperature ammesse sul conduttore

### Verifica Ik2''

- dati ambientali: massima temperatura del terreno (per i conduttori interrati) o dell'aria (per i conduttori fuori terra)
- dati elettrici: corrente di cortocircuito fase fase terra ( $I_{k2''}$ ) e tempo di intervento delle protezioni ( $t_{k2''}$ )

- limiti ammessi dalle norme: massime temperature ammesse sul conduttore

Per il dimensionamento termico dei conduttori sono state applicate le formule fornite dalle norme CEI 99-3. In ogni caso le sezioni dei conduttori sono state scelte non inferiori ai valori minimi stabiliti dalle norme tecniche e dalle specifiche interne al fine di garantire una adeguata resistenza meccanica ed alla corrosione.

#### 8.4 DIMENSIONAMENTO GEOMETRICO

Il dimensionamento geometrico consente di definire il layout dei conduttori del dispersore in modo da limitare le massime tensioni di contatto e di passo entro valori accettabili, tenuto conto:

- della corrente che deve essere dispersa
- della sua durata
- delle caratteristiche del terreno
- del lay-out delle installazioni fuori terra
- di eventuali trasferimenti di potenziale ad impianti vicini

Per il dimensionamento geometrico dell'impianto di terra primaria si considerano le seguenti fasi:

- calcolo della resistenza di terra e quindi della tensione totale di terra: se la tensione totale di terra risulta inferiore al doppio del limite per le tensioni di contatto ammesso dalle norme, l'impianto di terra primaria si può considerare correttamente dimensionato. Diversamente si deve procedere con le seguenti ulteriori verifiche;
- calcolo delle tensioni di contatto e loro confronto con i limiti ammessi dalle norme: se queste sono inferiori ai limiti ammessi, l'impianto di terra primaria si può considerare correttamente dimensionato. Diversamente si deve provvedere a interventi di modifica del dispersore e riverifica oppure ad altri accorgimenti come ad esempio ricoprire alcune aree con strati di asfalto o ghiaia

Per il dimensionamento geometrico del dispersore devono essere considerati i seguenti dati:

- dati ambientali: minima temperatura ambiente (assieme alla durata della stagione fredda incide sulla scelta della minima profondità di posa)
- dati elettrici: corrente di guasto monofase a terra al netto di eventuali drenaggi ( $I_e$ ) e tempo di intervento delle protezioni ( $t_f$ )
- dati fisici: caratteristiche del mezzo disperdente
- dati geometrici: geometria dell'impianto di terra primaria (proposta da verificare)
- limiti ammessi dalle norme: massime tensioni di contatto e di passo ( $U_{tp}$ ,  $U_{sp}$  oppure  $U_{stp}$ ,  $U_{ssp}$ ) in funzione del tempo di intervento delle protezioni ( $t_f$ )

## 8.5 SOFTWARE ADOTTATO

Per il dimensionamento termico, la modellizzazione del mezzo disperdente ed il dimensionamento geometrico del dispersore è stato utilizzato il software XGSLab.

XGSLab è un programma di simulazione elettromagnetica basato su equazioni di Maxwell ed integrali di Sommerfeld. Il metodo di soluzione è del tipo integrale ovvero un BEM “Boundary Element Method”. XGSLab include un modulo preprocessore per la modellizzazione del suolo a partire dalle misure di resistività.

Maggiori dettagli sul programma al sito [www.xgslab.com](http://www.xgslab.com).

Di seguito è riportato il diagramma di flusso di XGSLab:

\* Module Options  
 GSA: underground systems and equipotential conditions  
 GSA\_FD: underground systems in the frequency domain  
 XGSA\_FD: over and under ground systems in the frequency domain  
 XGSA\_TD: as XGSA\_FD but in the time domain

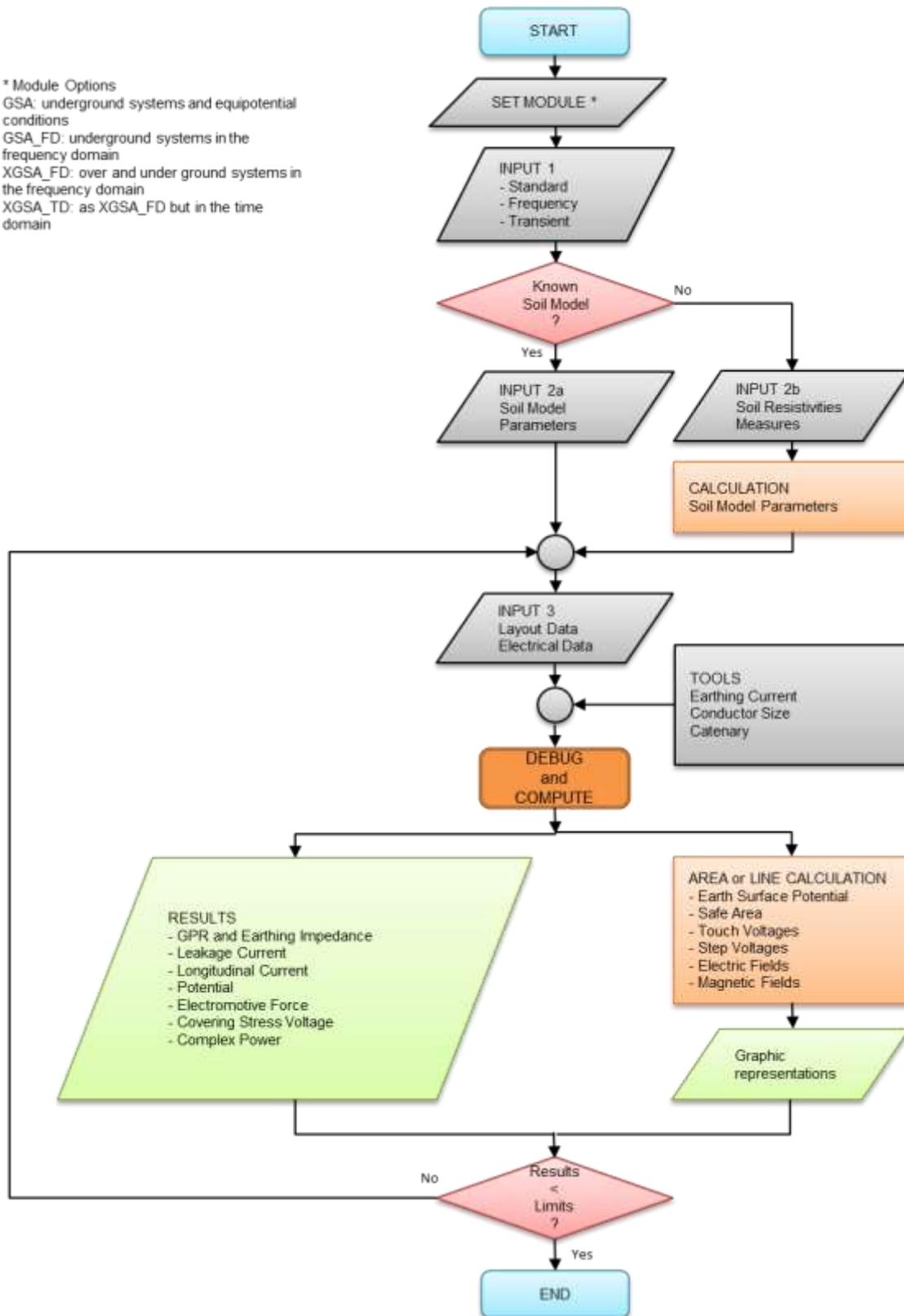
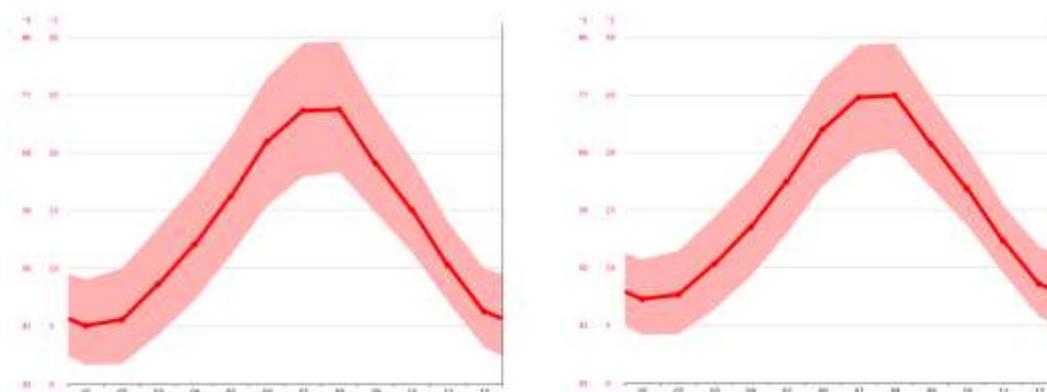


Fig. 4 - Diagramma di flusso di XGSLab

## 8.6 DATI

### 8.6.1 DATI AMBIENTALI

La distribuzione della temperatura nell'arco dell'anno nella zona di interesse, è indicata nella seguente figura (fonte [www.climate-data.org](http://www.climate-data.org)) per le città di Viterbo e Grosseto assunte a riferimento.



*Fig. 5 - Distribuzione temperature nell'arco dell'anno a Viterbo (sinistra) e Grosseto (destra)*

Nel seguito sono state considerate le seguenti condizioni ambientali:

- massima temperatura ambiente: 30 °C
- minima temperatura ambiente: 0 °C
- massima temperatura del terreno: 25 °C
- indice di congelamento: < 50 °C giorno

Dall'indice di congelamento ipotizzato e dal grafico di figura, si può evincere che la massima profondità di congelamento attesa per il terreno è inferiore a 0.1 m, ovvero tende a congelare solo lo strato superficiale.

Nel caso specifico il congelamento del terreno non costituisce pertanto un problema.

Di fatto, al fine di assicurare una migliore protezione meccanica dei dispersori ed evitare effetti associati alla disidratazione estiva del terreno (che andrebbe ad aumentarne sensibilmente la resistività), una profondità minima di almeno 0.7 m è la scelta più opportuna.

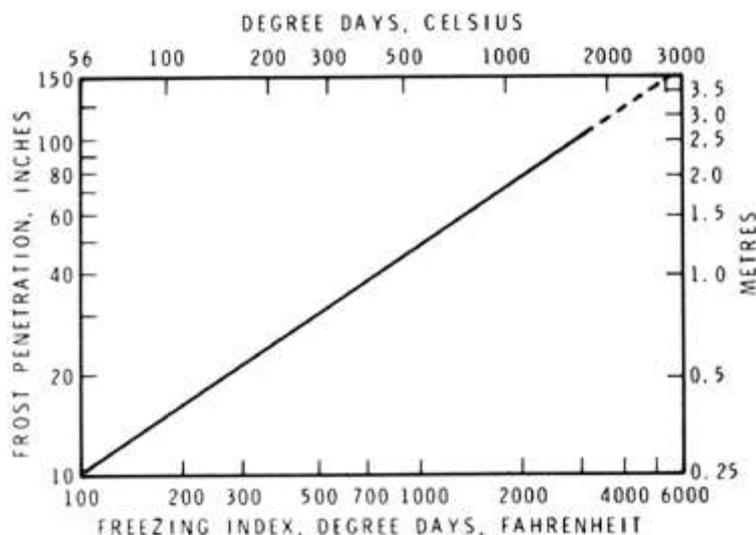


Fig. 6 - Relazione tra indice di congelamento e massima profondità di congelamento del terreno

## 8.6.2 DATI ELETTRICI

I valori di corrente di corto circuito nel nodo di connessione dell'impianto alla RTN, deducibili dal documento "Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV - Anno 2021" emesso da TERNA, sono come indicato in precedenza i seguenti:

		Valori massimi nelle condizioni ordinarie di esercizio		
Nodo	Livello di tensione	Icc Trifase massima	Icc Monofase massima	Rapporto R/X (*)
Rotello	150 kV	10.536 kA	8.728 kA	0.15

(\*) Ipotizzato

### Calcolo della tensione totale di terra e delle tensioni di contatto e passo

Conservativamente rispetto ai valori sopra tabellati e tuttavia in linea con la prassi sui criteri di dimensionamento dei dispersori di terra per le sottostazioni, si farà comunque riferimento ad una corrente di guasto monofase di **20 kA**.

Sono considerati quindi i seguenti dati elettrici.

Corrente di guasto monofase a terra e corrente dispersa a terra:

$$I_f = I_e = 20.0 \text{ kA}$$

Tempo di intervento delle protezioni (durata del guasto):

$$t_f = 0.40 \text{ s}$$

#### Dimensionamento termico dei conduttori

I dispersori degli impianti di terra possono essere integrati ma difficilmente possono essere sostituiti. Per tale ragione, per il loro dimensionamento termico è opportuno un approccio ampiamente conservativo.

Sono stati considerati i seguenti dati elettrici.

Corrente di guasto monofase a terra e corrente dispersa a terra:

$$I_f = I_e = 20.0 \text{ kA}$$

Tempo di intervento delle protezioni (durata del guasto):

$$t_f = 0.40 \text{ s}$$

Corrente di cortocircuito trifase:

$$I_f = I_{k''} = 20 \text{ kA}$$

Si calcola in modo approssimato la corrente di guasto fase fase terra con la:

$$I_{k2''} = \sqrt{3}/2 I_{k''} = 17.3 \text{ kA}$$

Il tempo di intervento delle protezioni per cortocircuito trifase e fase fase terra si assume pari a:

$$t_{k2''} = t_{k''} = 0.40 \text{ s}$$

### 8.6.3 DATI MEZZO DISPERDENTE

Non ci sono ancora dati specifici sulla resistività del terreno sul sito, per cui si assume qui un modello del suolo uniforme di questo tipo:

$$\rho = 100 \Omega\text{m}$$

**Spessore del layer: infinito**

### 8.6.4 DATI GEOMETRICI DISPERSORE

L'impianto di terra primaria sarà costituito da dispersori di fatto ed intenzionali.

In via cautelativa non si è tenuto conto dei dispersori di fatto.

Per quanto riguarda i dispersori intenzionali vale quanto segue:

- dispersori magliati in corda di rame, diametro 10.6 mm, sezione 70 mm<sup>2</sup>
- anelli perimetrali della zona apparecchiature e dell'edificio di SSE in corda di rame, diametro 14 mm, sezione 120 mm<sup>2</sup>

- profondità di 0.7 m per quanto riguarda il dispersore nell'intera area di SSE, ad eccezione della zona sottostante all'edificio
- Profondità di 1 m per quanto riguarda la maglia sottostante all'edificio di SSE, raccordato alla restante parte del dispersore
- connessioni tra elementi del dispersore e tra questi ed i conduttori di terra con morsetti bifilari a compressione
- connessioni tra conduttori di terra e strutture metalliche da mettere a terra per mezzo di capocorda e bulloni

Ciò premesso, il layout generale del dispersore intenzionale è rappresentato in figura secondo il seguente codice colori:

- blu = dispersore
- grigio = inquadramento planimetrico

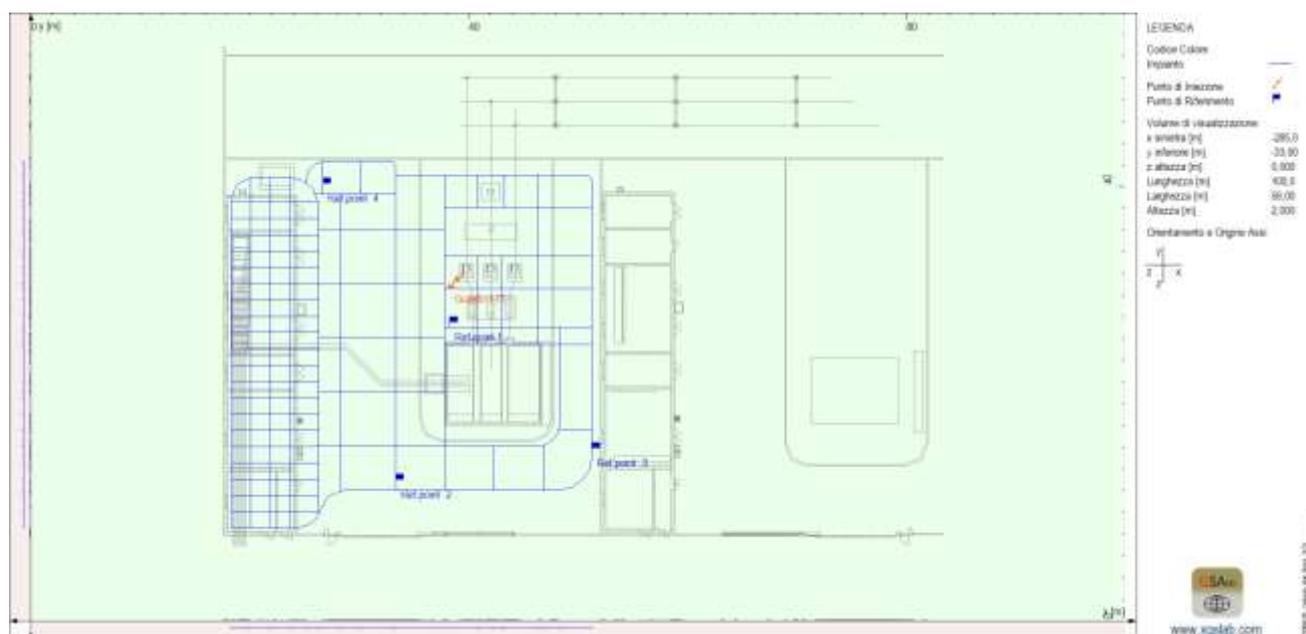


Fig. 7 - Layout del sistema disperdente

Per maggiori dettagli riguardo al nuovo dispersore si rinvia all'elaborato grafico BI026F-D-RO00-IMP-PL-15-00.

## 8.7 IMPIANTO DI TERRA SECONDARIA

L'impianto di terra secondaria esula dallo scopo della presente relazione.

## 8.8 LIMITI AMMESSI DALLE NORME

Con riferimento al tempo di intervento delle protezioni ( $t_f = 0.4$  s), in accordo con le norme CEI 99-2 e 99-3, i limiti per le tensioni di contatto e di passo sono rispettivamente:

$$U_{tp} = 310.0 \text{ V}$$

$$U_{sp} = 5813 \text{ V}$$

Il controllo delle tensioni di passo viene considerato per completezza di trattazione ma non è espressamente richiesto dalle norme CEI 99-2 e 99-3.

Le norme consentono la possibilità di considerare la resistenza di contatto aggiuntiva delle calzature e di fare riferimento ai limiti per le tensioni di contatto e di passo indisturbate. Considerando la resistività del suolo indicata in precedenza e la resistenza di contatto aggiuntiva delle calzature standard ( $R_{sh} = 2000 \Omega$  per singola calzatura), i limiti per le tensioni di contatto e di passo indisturbate (misurate con voltmetro con impedenza interna infinita) sono i seguenti:

$$U_{stp} = 656,88 \text{ V}$$

$$U_{ssp} = 40500 \text{ V}$$

Inoltre, considerando uno strato superficiale addizionale di asfalto con resistività  $10 \text{ k}\Omega\text{m}$  e spessore  $100 \text{ mm}$ , i limiti per le tensioni di contatto e di passo indisturbate sono i seguenti:

$$U_{stp} + \text{SCL} = 3857 \text{ V}$$

$$U_{ssp} + \text{SCL} = 361000 \text{ V}$$

All'interno della SSE è prevista la presenza di personale solo per interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. In base alle norme CEI 99-3 par. 5.4, si ammette  $U_e = 2 \cdot U_{tp}$  come limite per evitare la verifica delle tensioni di contatto e di passo oppure  $U_e = 4 \cdot U_{tp}$  se sono presi i provvedimenti di tipo "M" ovvero equipotenzialità, isolamento superficiale etc...

## 8.9 CALCOLI

### 8.9.1 DIMENSIONAMENTO TERMICO

Negli impianti AT e MT e per correnti interrotte entro  $5 \text{ s}$ , la verifica termica della sezione dei conduttori dell'impianto di terra (dispersori e conduttori di terra) si ottiene con la seguente formula:

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}}} \quad (\text{CEI 99-3 Equazione D1})$$

dove:

- A: è la sezione minima del conduttore ( $\text{mm}^2$ )
- I: è la corrente di guasto che fluisce nel conduttore (A)
- t: è la durata della corrente di guasto (s)

- K: è una costante dello specifico conduttore usato ( $As^{1/2}/mm^2$ )
- $\beta$ : è una costante dello specifico conduttore usato ( $^{\circ}C$ )
- $\theta_i$ : è la temperatura ambiente o iniziale del conduttore ( $^{\circ}C$ )
- $\theta_f$ : è la massima temperature ammessa per il conduttore ( $^{\circ}C$ )

Nel dimensionamento termico dei dispersori si può in generale considerare la ripartizione della corrente su almeno due conduttori e si può assumere che la corrente si suddivida al 40/60% (e prudenzialmente si considera il valore superiore). Nel caso si possa confidare in due collegamenti di terra, il dimensionamento termico dei dispersori può considerare una doppia ripartizione delle correnti e quindi una corrente pari al  $60*60/100 = 36\%$  della corrente totale.

Per le costanti dei materiali si può fare riferimento ai seguenti valori indicati nelle norme:

- rame:  $K = 226$  ( $As^{1/2}/mm^2$ ),  $\beta = 234.5$  ( $^{\circ}C$ )
- acciaio:  $K = 78$  ( $As^{1/2}/mm^2$ ),  $\beta = 202$  ( $^{\circ}C$ )

Negli impianti AT e MT normalmente si impiegano solamente conduttori nudi.

Per la temperatura massima si considerano i seguenti valori:

- conduttori interrati:  $\theta_f = 300$  ( $^{\circ}C$ )
- conduttori nudi fuori terra in condizioni ordinarie:  $\theta_f = 250$  ( $^{\circ}C$ )

Le sezioni dei conduttori non devono essere inferiori ai valori indicati nella norma CEI 99-3.

Di seguito si considerano dispersori e conduttori di terra realizzati con corda di rame nudo.

Come indicato in 8.6.2, si considerano le seguenti condizioni di guasto:

$$I_e = 20.0 \text{ kA}$$

$$t_f = 0.40 \text{ s}$$

$$I_{k2''} = 17.3 \text{ kA}$$

$$t_{k2''} = 0.40 \text{ s}$$

### Dispersori

Verifica  $I_e$

$$I = 0.36*20000 = 7200 \text{ A}$$

$$t = 0.40 \text{ s}$$

$$K = 226 \text{ As}^{1/2}/\text{mm}^2$$

$$\beta = 234.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_i: 25^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_f: 300^{\circ}\text{C}$$

per cui risulta:

$$A = 23.70 \text{ mm}^2$$

Verifica  $I k^2 t$

$$I = 0.36 \cdot 17300 = 6228 \text{ A}$$

$$t = 0.40 \text{ s}$$

$$K = 226 \text{ As}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$\beta = 234.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_i: 25^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_f: 300^{\circ}\text{C}$$

per cui risulta:

$$A = 20.50 \text{ mm}^2$$

Si utilizza il dispersore in corda di rame nudo con le seguenti caratteristiche:

$$\mathbf{S = 70 \text{ mm}^2}$$

Le sezioni minime prescritte dalla norma CEI 99-3 sono soddisfatte.

Ciò assicura un corretto dimensionamento termico, meccanico ed alla corrosione del dispersore.

### Conduttori di terra

Verifica  $I_e$

$$I = 0.60 \cdot 20000 = 12000 \text{ A}$$

$$t = 0.40 \text{ s}$$

$$K = 226 \text{ As}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$\beta = 234.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_i: 30^{\circ}\text{C}$$

$\theta_f$ : 250°C

per cui risulta:

$$A = 43.16 \text{ mm}^2$$

Verifica  $I_k^{2''}$

$$I = 0.60 \cdot 17300 = 10380 \text{ A}$$

$$t = 0.40 \text{ s}$$

$$K = 226 \text{ As}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$\beta = 234.5 \text{ °C}$$

$\theta_i$ : 30°C

$\theta_f$ : 250°C

per cui risulta:

$$A = 37.33 \text{ mm}^2$$

Si adotta la sezione:

$$\mathbf{S = 120 \text{ mm}^2}$$

La seguente tabella riassume i risultati dei calcoli sopra presentati:

<u>Dispensori</u>		<u>Conduttori di terra</u>	
Verifica $I_e$	Verifica $I_k^{2''}$	Verifica $I_e$	Verifica $I_k^{2''}$
23.70 mm <sup>2</sup>	19.32 mm <sup>2</sup>	43.16 mm <sup>2</sup>	37.33 mm <sup>2</sup>

Con le sezioni adottate:

- le sezioni minime prescritte dalla norma CEI 99-3 sono soddisfatte.
- è assicurato un corretto dimensionamento termico, meccanico ed alla corrosione dei conduttori di terra.

### 8.9.2 RESISTENZA DI TERRA E POTENZIALI SUPERFICIALI

La resistenza di terra del dispersore complessivo risulta:

$$\mathbf{R_e = 1.394 \Omega}$$

La corrente dispersa e la corrispondente tensione totale di terra risultano:

$$I_e = 20000 \text{ A}$$

$$U_e = 27877 \text{ V}$$

La tensione totale di terra è ampiamente superiore ai limiti ammessi per le tensioni di contatto e quindi è necessario verificare che le massime tensioni di contatto non superino i limiti ammessi in corrispondenza delle masse.

Le distribuzioni della densità di corrente dispersa, della corrente longitudinale e dei potenziali sui conduttori sono rappresentate nelle seguenti figure.

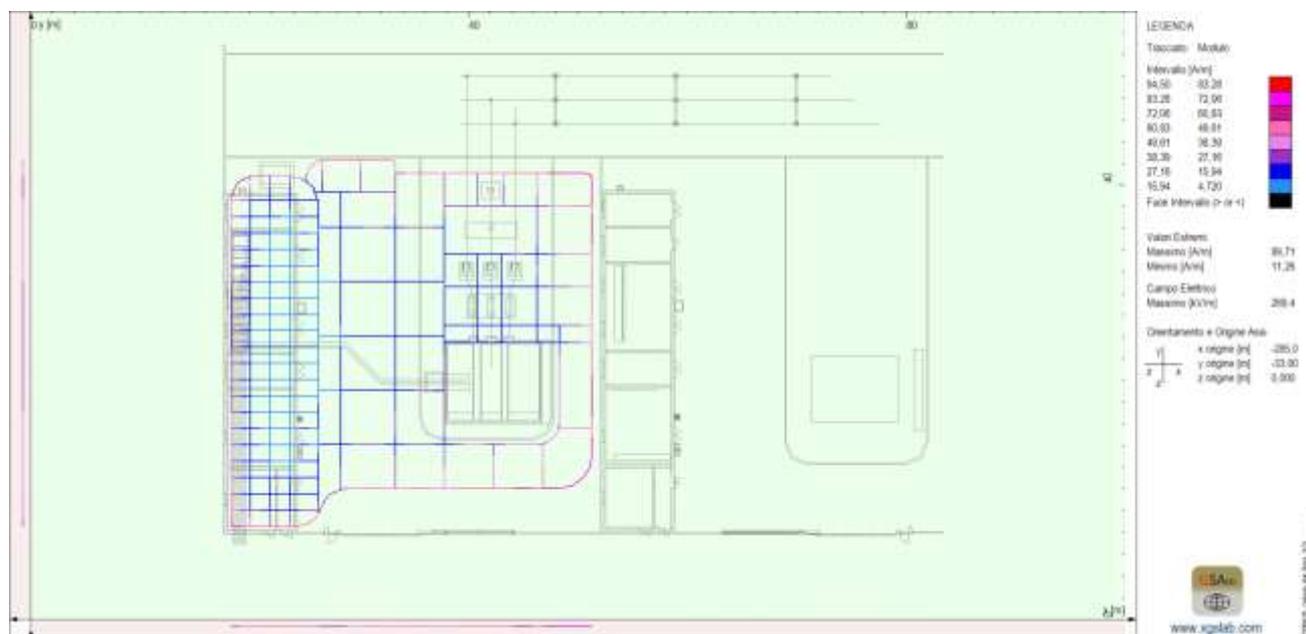


Fig. 8 - Distribuzione della densità di corrente dispersa

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE



Fig. 9 - Distribuzione della corrente longitudinale

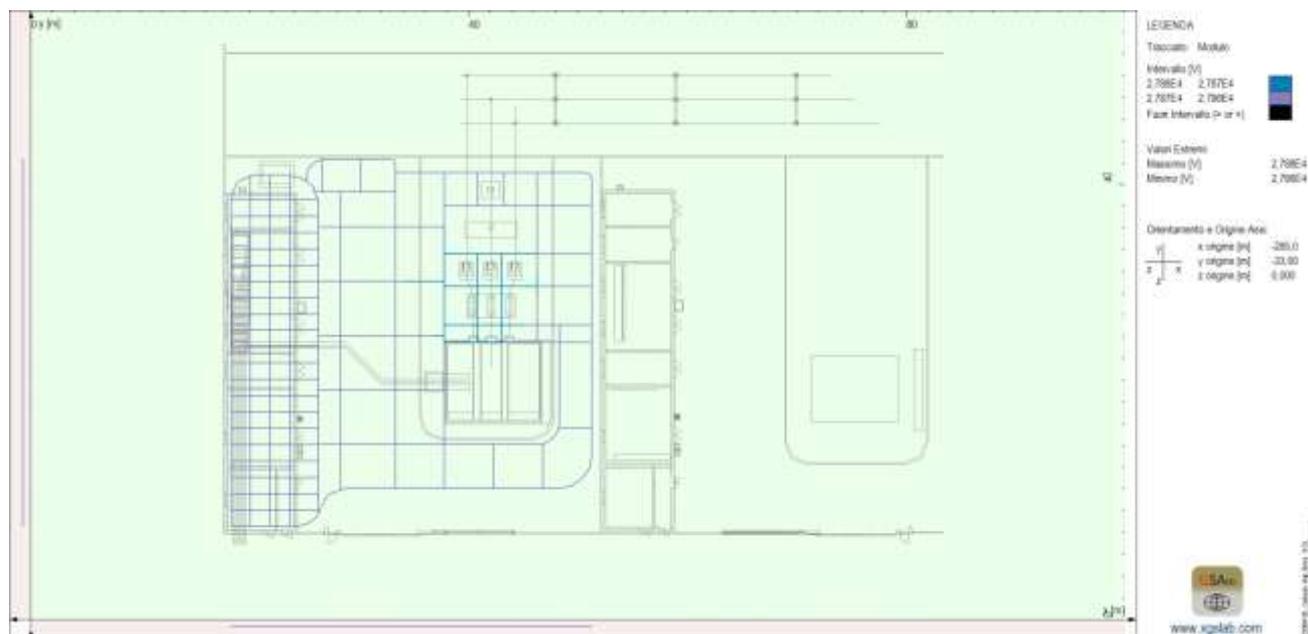


Fig. 10 - Distribuzione dei potenziali

La distribuzione dei potenziali superficiali di terra in corrispondenza di un'area che comprende l'intero dispersore di Cabina Primaria è mostrata nelle seguenti figure.

La

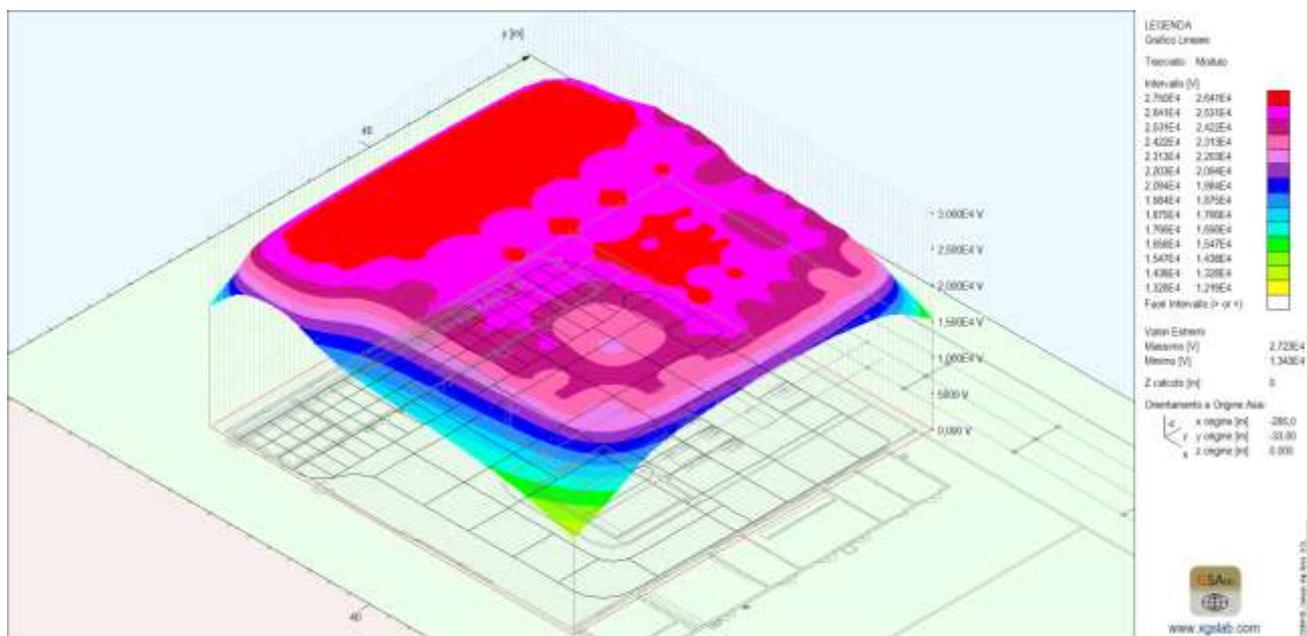


Fig. 11 rappresenta la distribuzione 3D dei valori di  $\phi$  calcolati su una griglia 0.5 x 0.5 m.

La

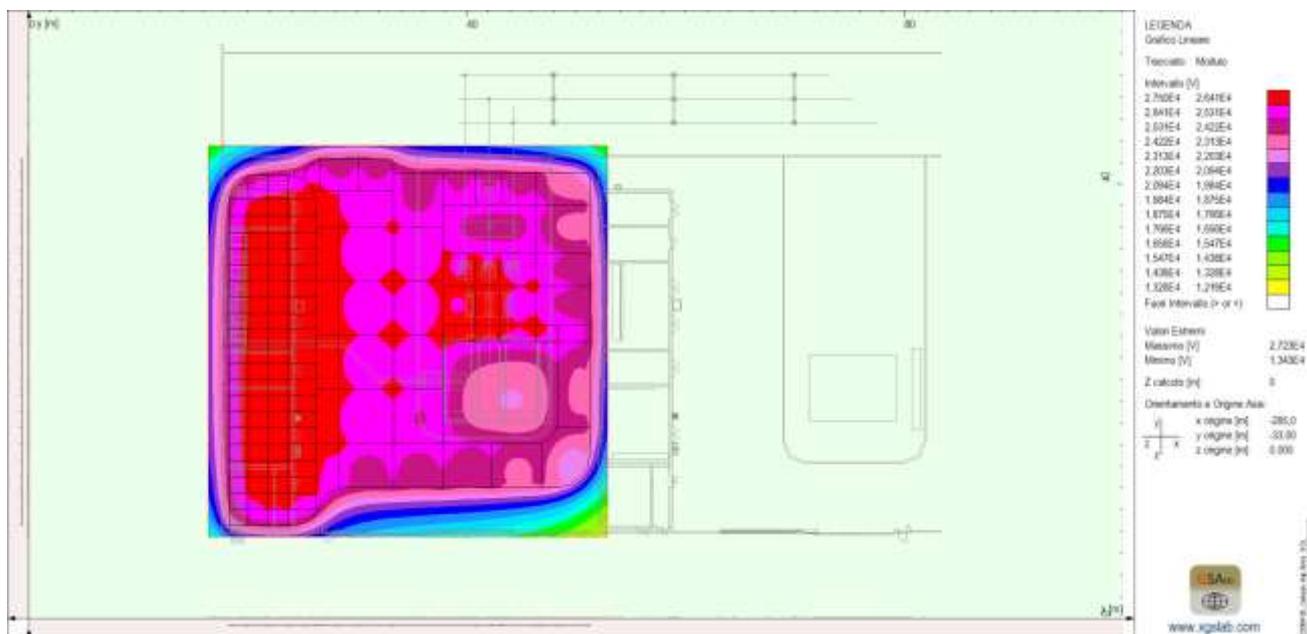


Fig. 12 rappresenta le curve di livello equipotenziali della stessa distribuzione.

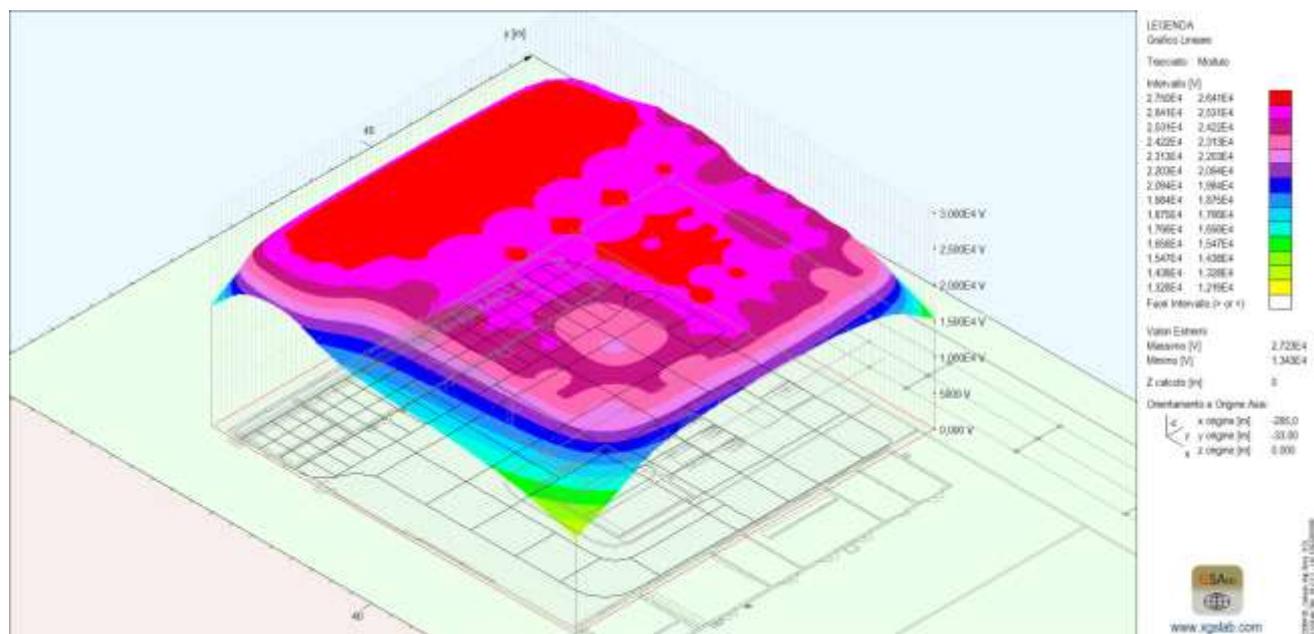


Fig. 11 - Distribuzione dei potenziali superficiali di terra (rappresentazione 3D)

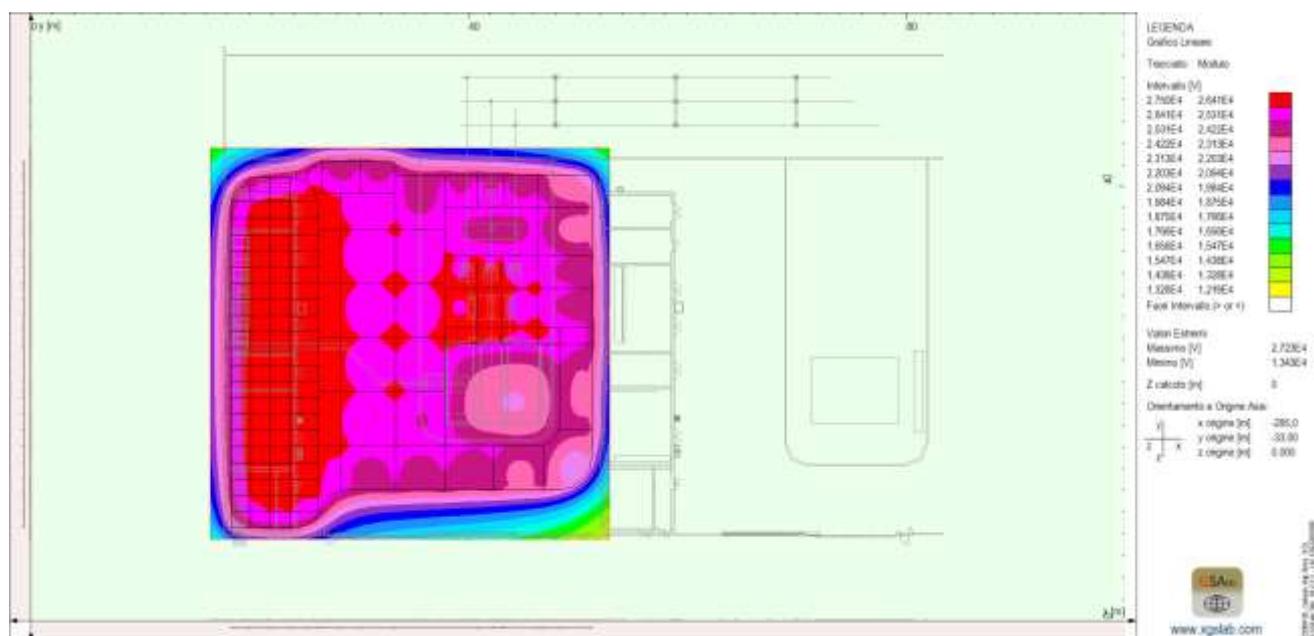


Fig. 12 - Distribuzione dei potenziali superficiali di terra (curve di livello equipotenziali)

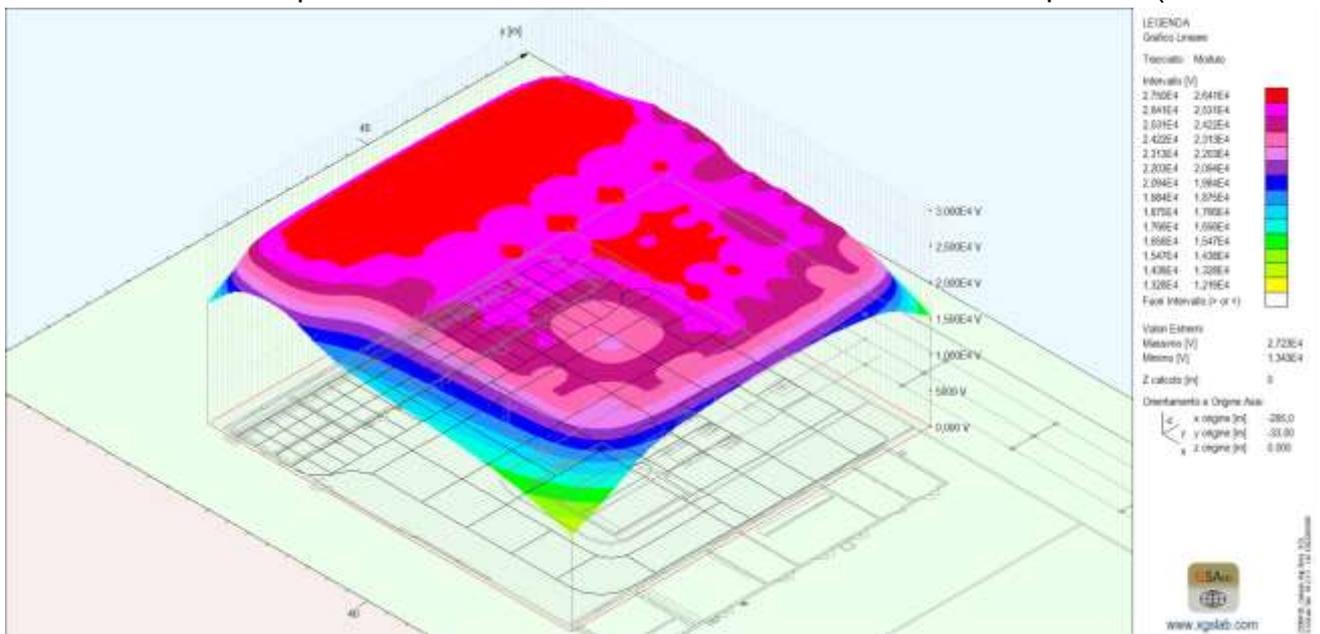
### 8.9.3 TENSIONI DI CONTATTO E PASSO

Le aree dove le tensioni di contatto e di passo sono entro i limiti ammessi sono illustrate nelle seguenti figure.

La



Fig. 13 rappresenta un confronto tra le tensioni di contatto  $U_t$  e di passo  $U_s$ , calcolate a partire dalla distribuzione di  $\phi$  (



RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE

Fig.

11

e

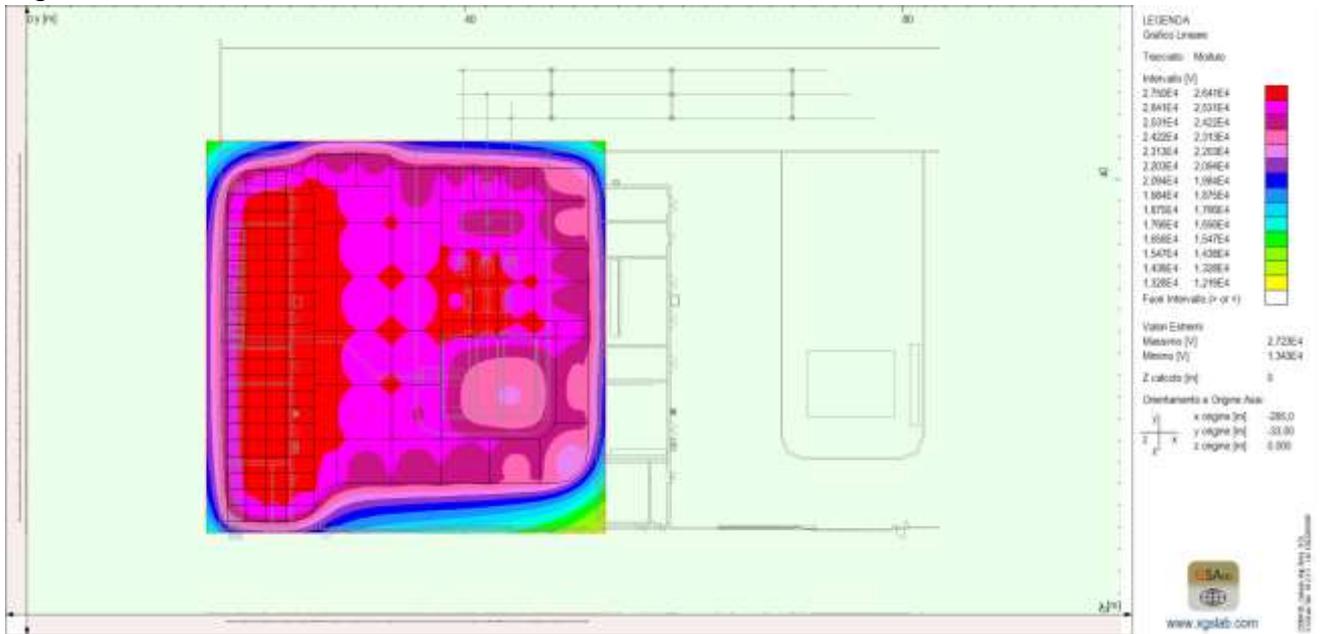


Fig. 12) e dal valore  $U_e$  riferito al dispersore della SSE, e le massime tensioni di contatto e passo ammesse dalle norme  $U_{tp}$  e  $U_{sp}$ .

La

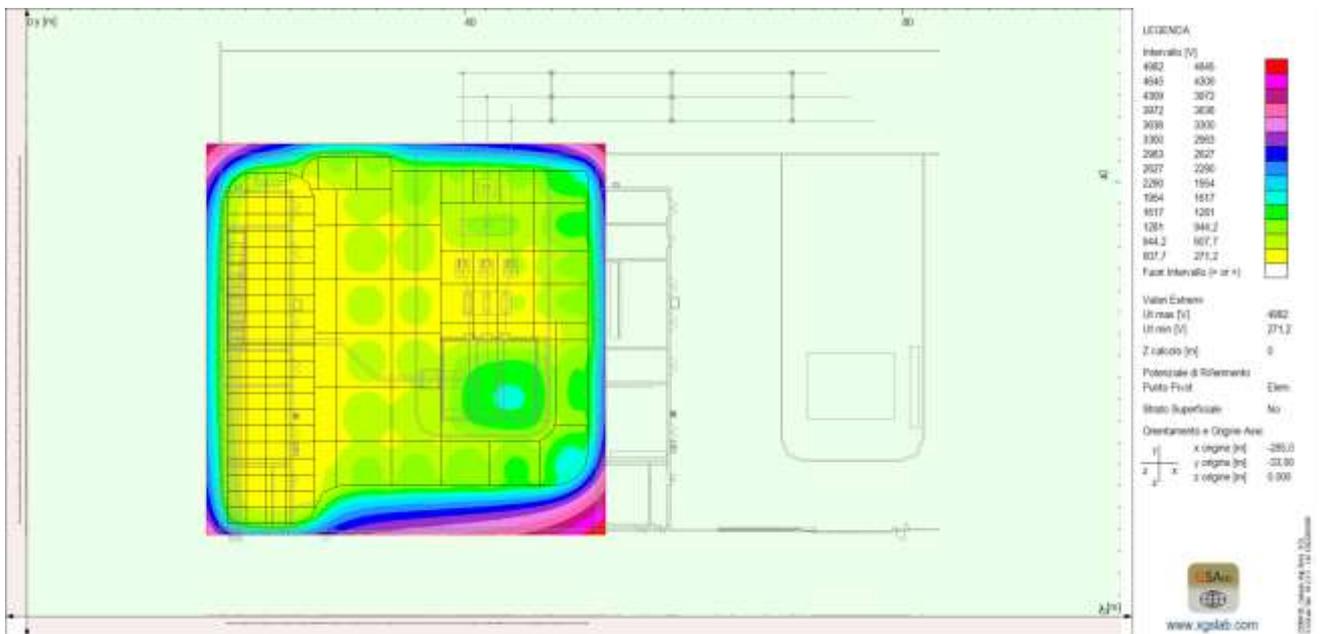


Fig. 14 e la

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE

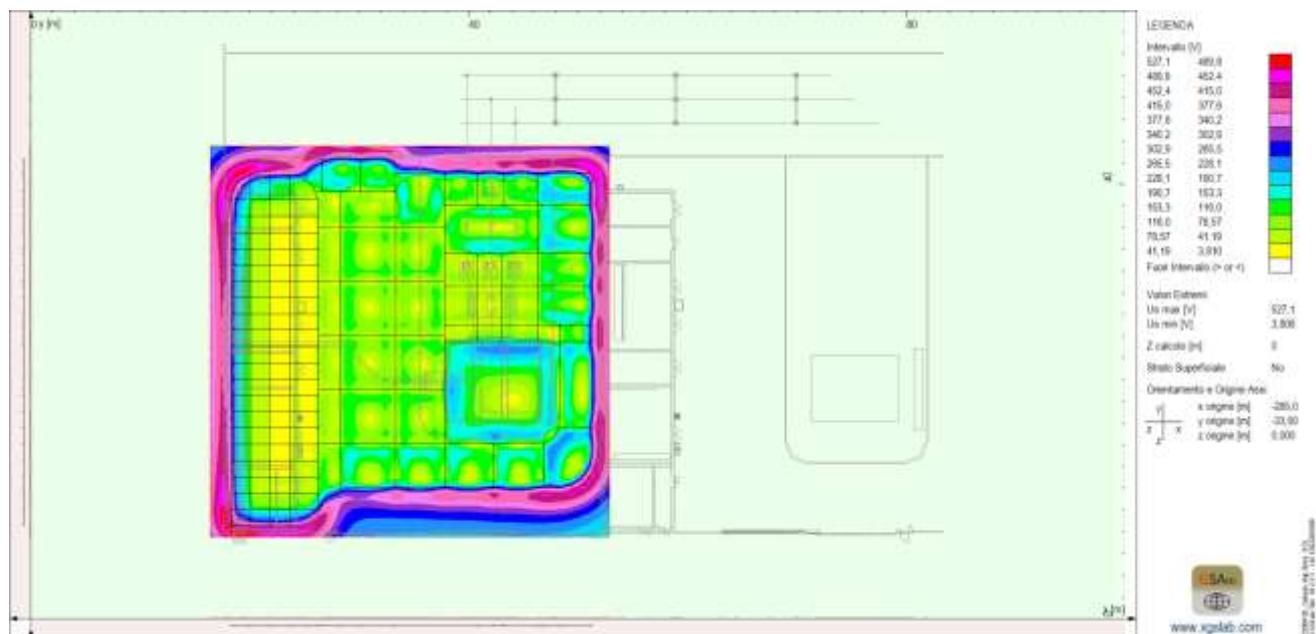


Fig. 15 ripropongono con diverse rappresentazioni le informazioni di

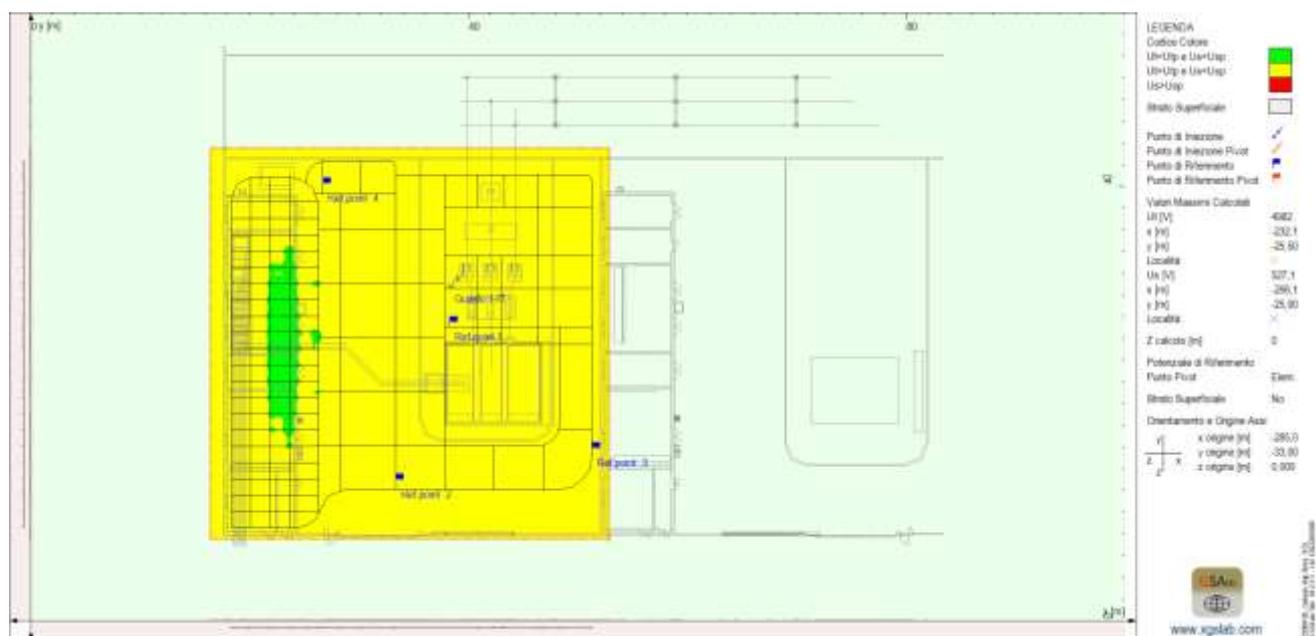


Fig. 13.

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE



Fig. 13 - Confronto tra tensioni di contatto e di passo ed i relativi limiti ammessi

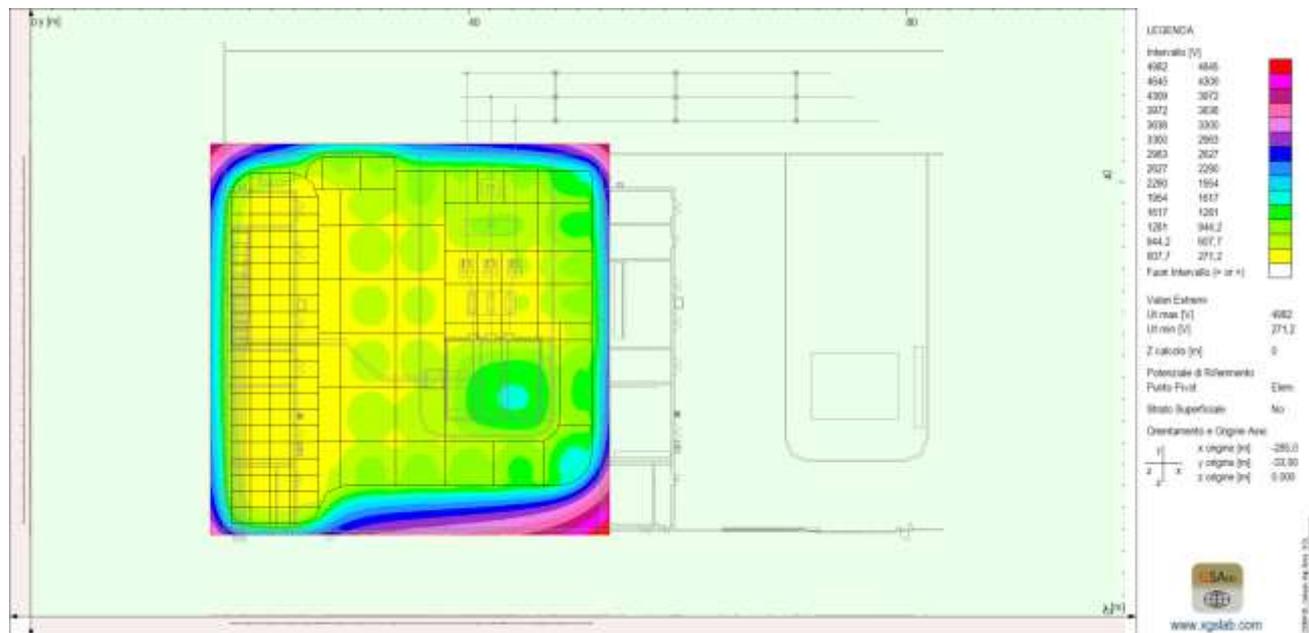


Fig. 14 - Distribuzione delle tensioni di contatto (rappresentazione 2D)

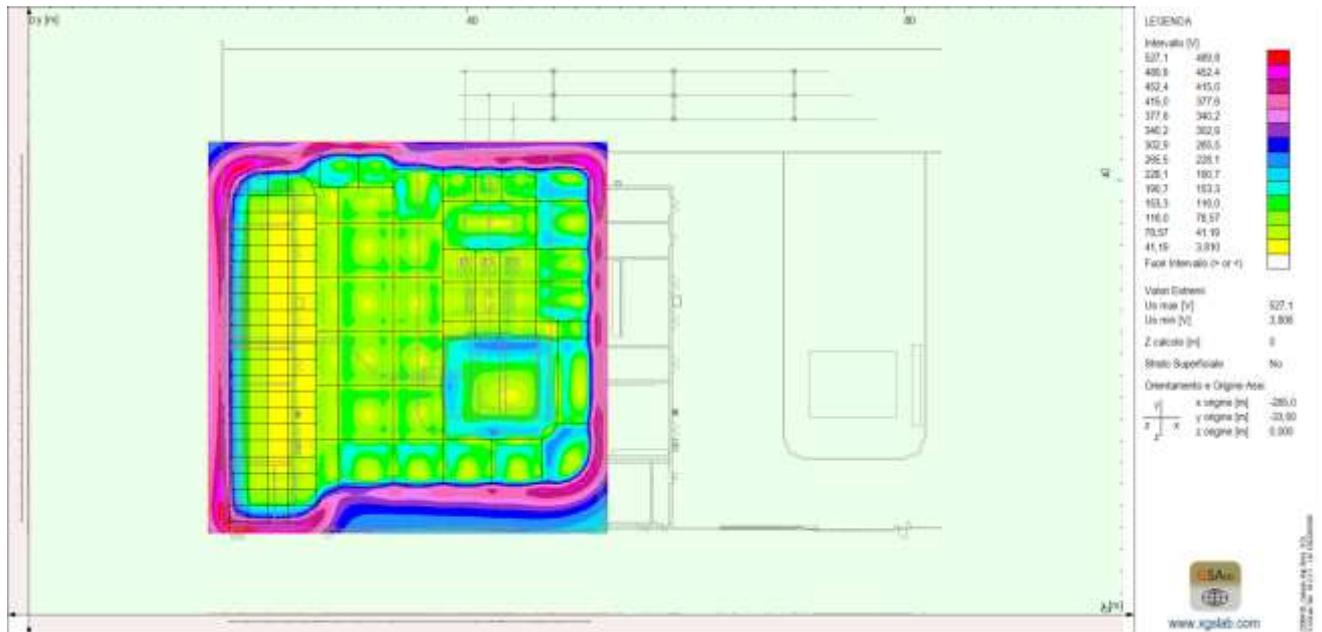


Fig. 15 - Distribuzione delle tensioni di passo (rappresentazione 2D)

In gran parte dell'area dell'impianto di terra, i valori di tensione di contatto sono superiori ai limiti ammessi.

Questa condizione è migliorabile prevedendo uno strato superficiale, costituito da asfalto laddove possibile o ghiaia nella zona delle apparecchiature AT.

In tal caso, la condizione illustrata in Fig. 13 si modifica in quella illustrata in Fig. 16, dove si può notare il miglioramento nell'area di sottostazione con abbassamento delle tensioni di contatto sotto i limiti.

La

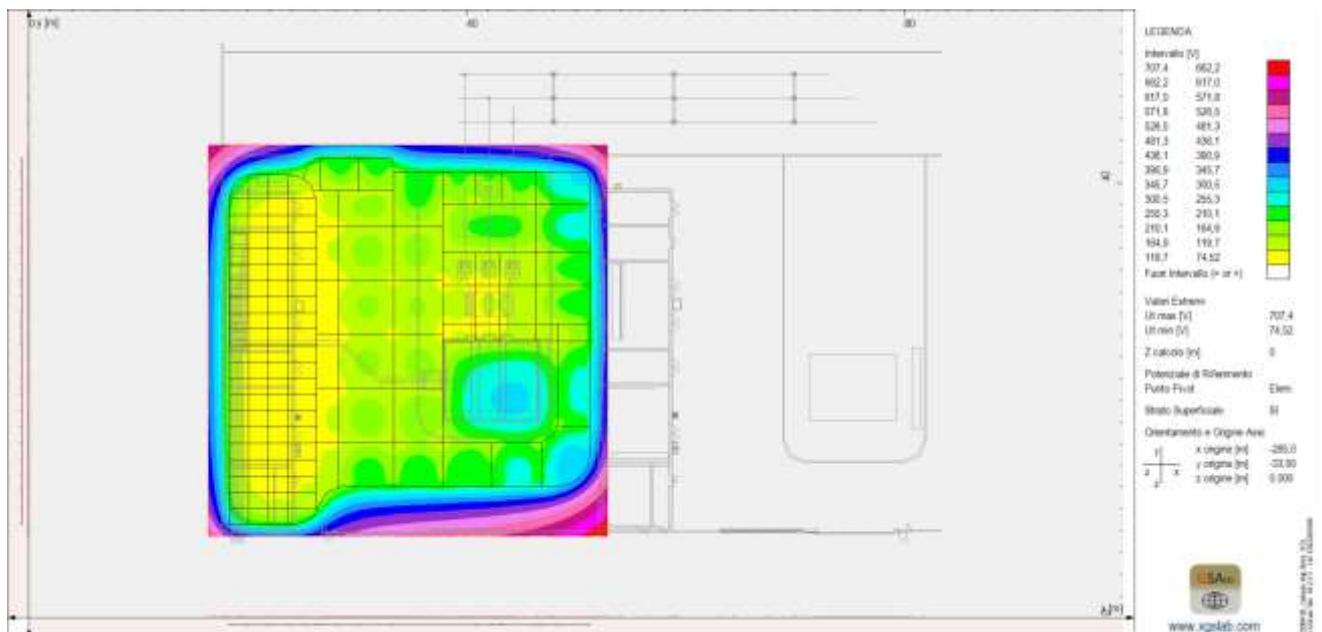


Fig. 17 e la

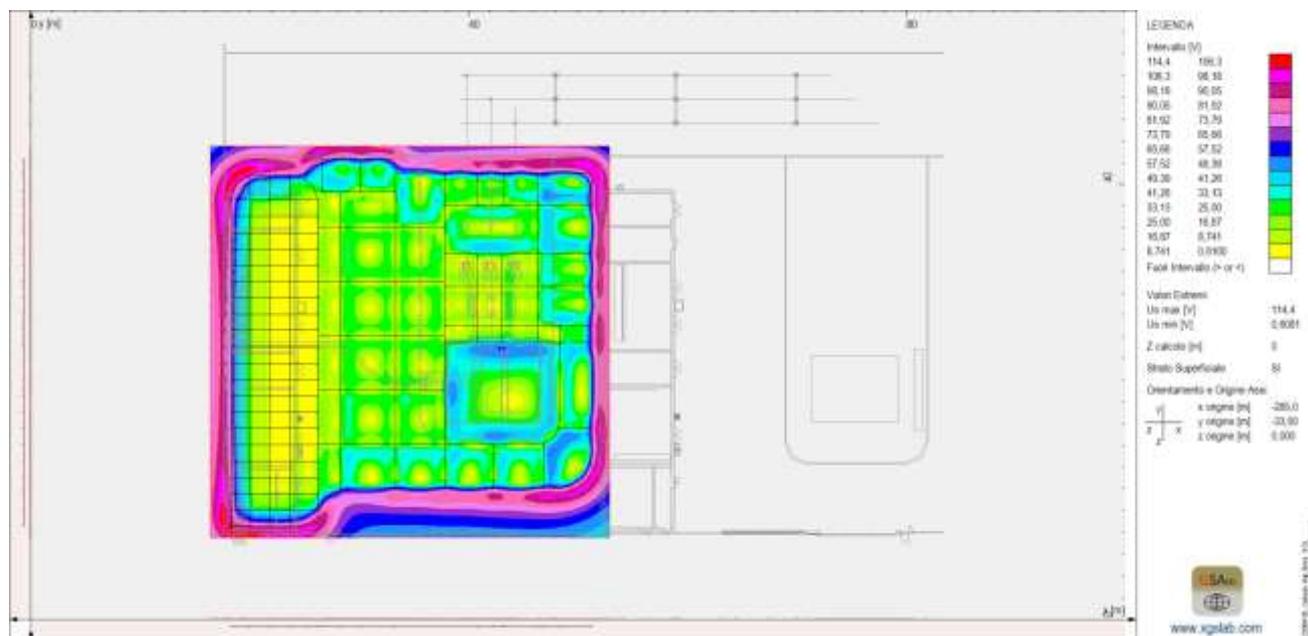


Fig. 18 ripropongono con diverse rappresentazioni le informazioni di

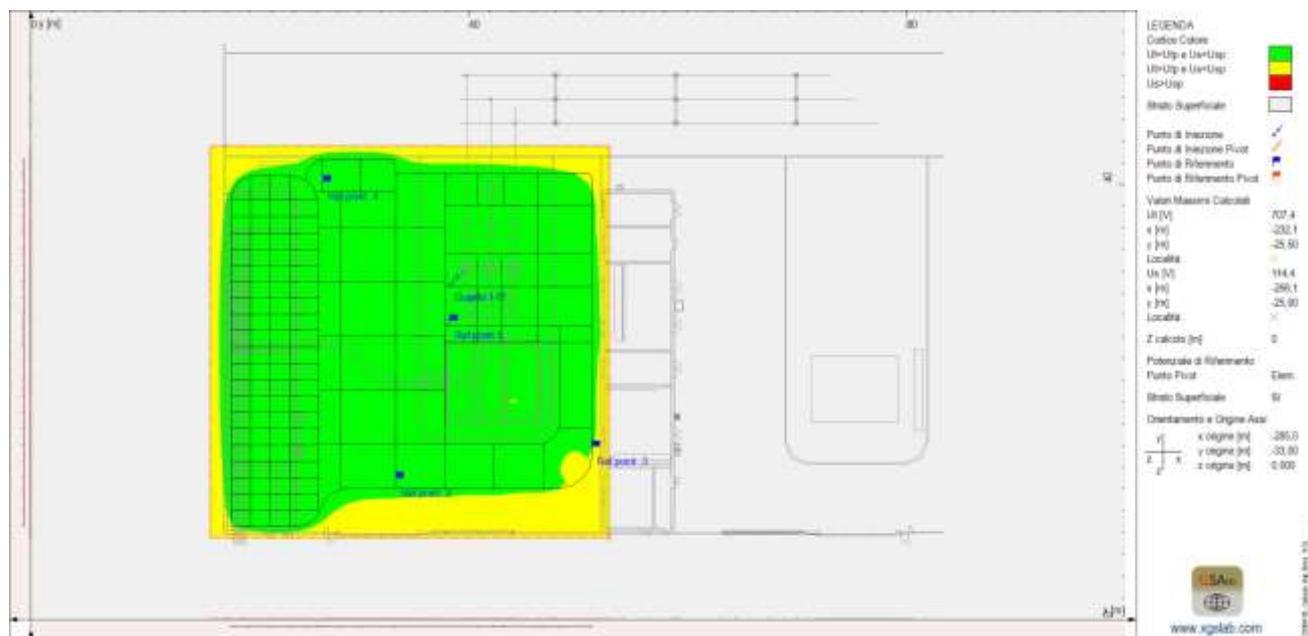


Fig. 16.

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE

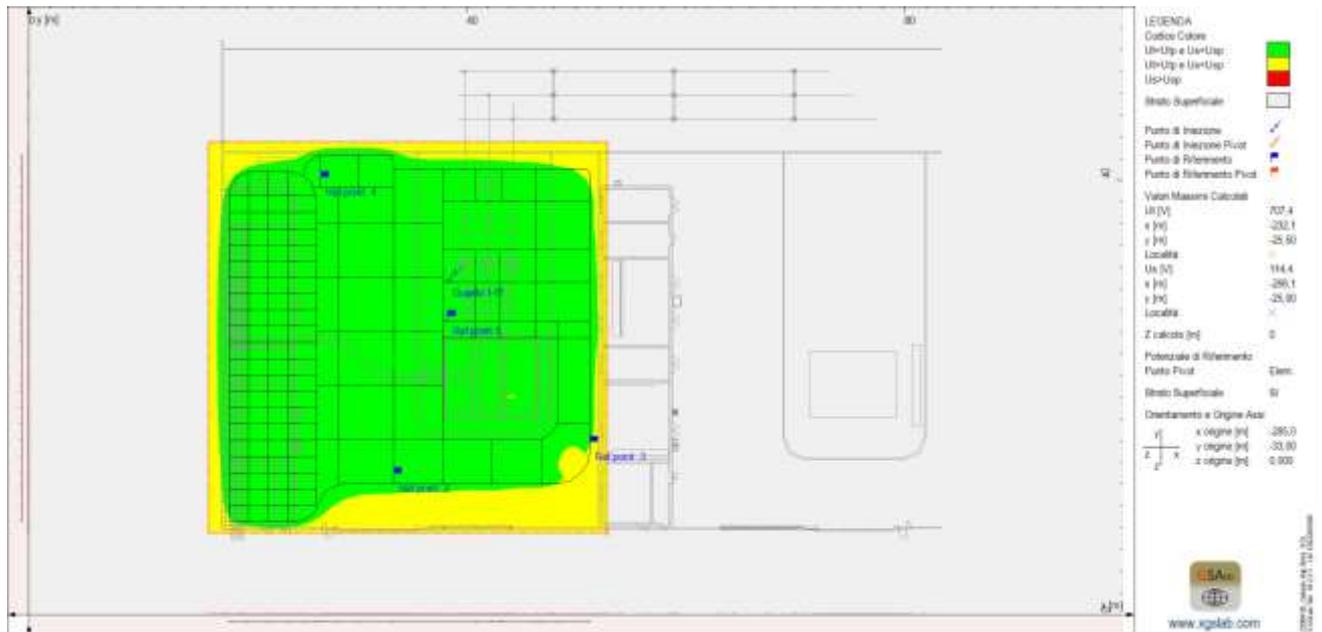


Fig. 16 - Confronto tra tensioni di contatto e di passo ed i relativi limiti ammessi considerando lo strato superficiale

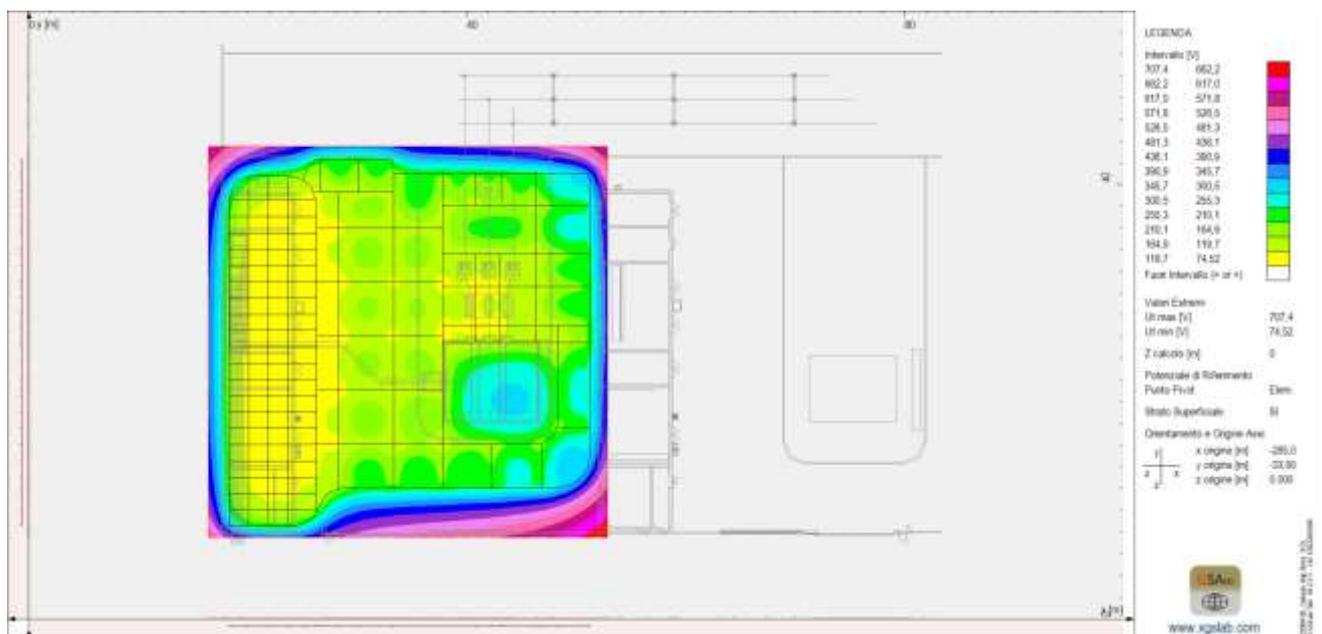


Fig. 17 - Distribuzione delle tensioni di contatto considerando lo strato superficiale (rappresentazione 2D)

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE

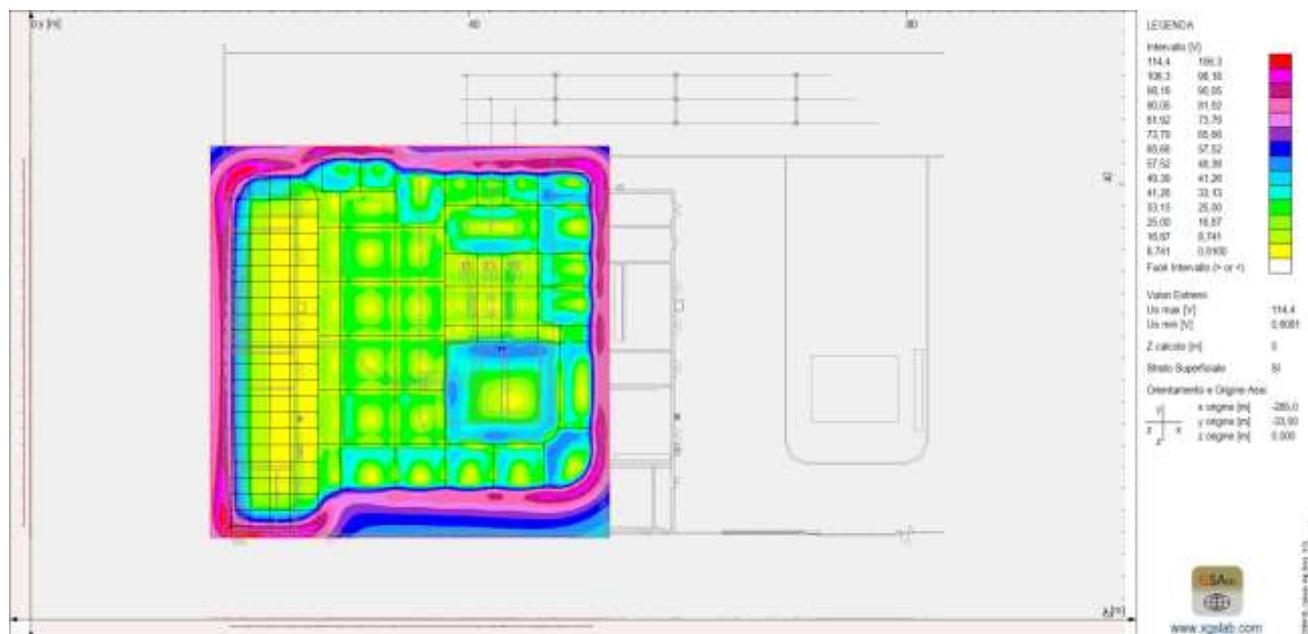


Fig. 18 - Distribuzione delle tensioni di passo considerando lo strato superficiale (rappresentazione 2D)

Altre informazioni utili possono essere ottenute dalle seguenti distribuzioni 1D.

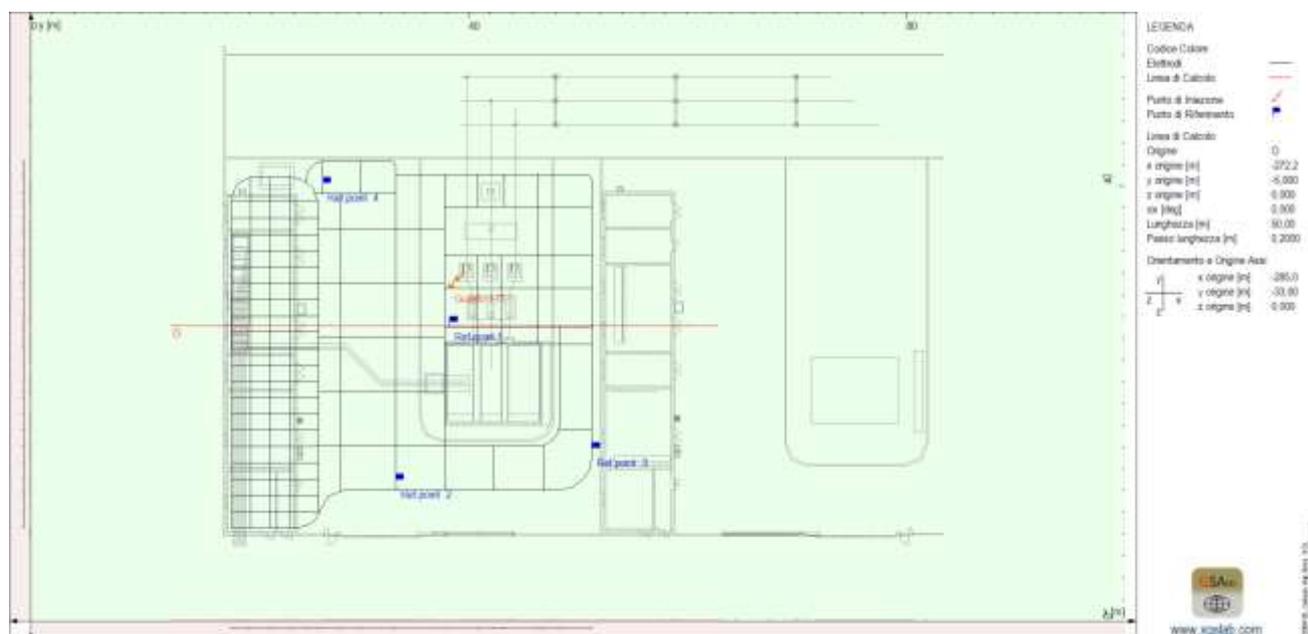


Fig. 19 - Direttrice di calcolo

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E  
DI CALCOLO DELLE OPERE ELETTRICHE SSE

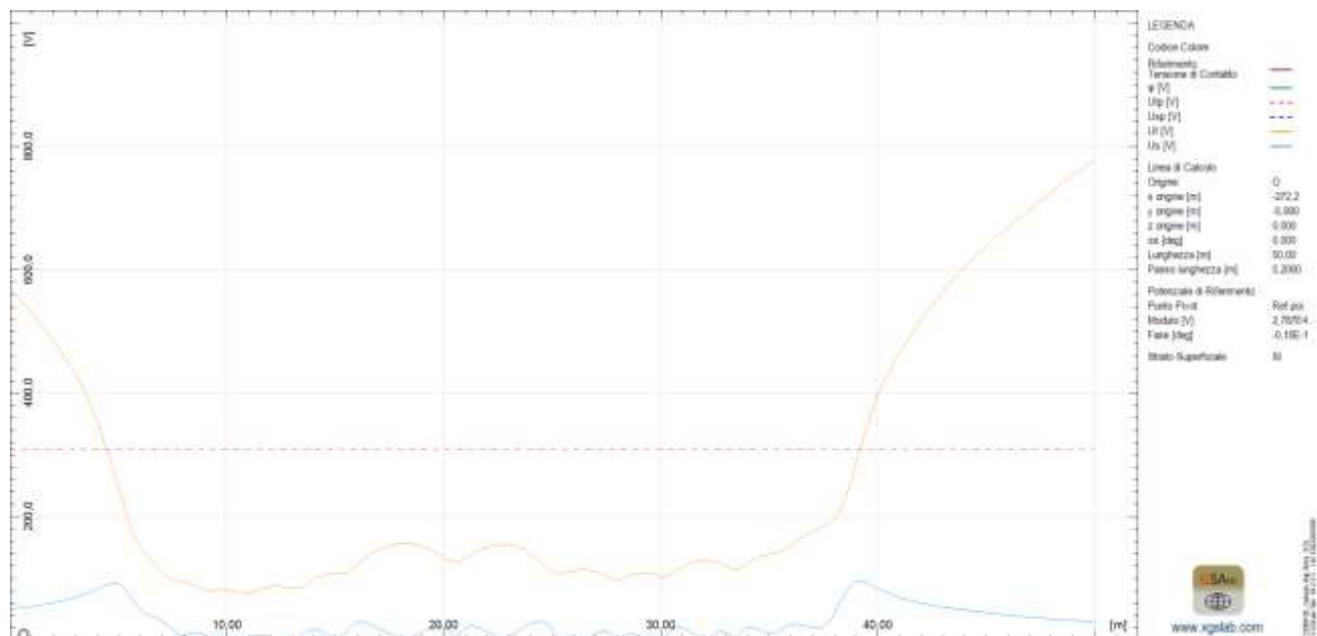


Fig. 20 - Tensioni di contatto e di passo lungo la direttrice di calcolo considerando lo strato superficiale

## 9 CONCLUSIONI

La presente sezione illustra e commenta i risultati dei calcoli effettuati per il dimensionamento del dispersore di terra della nuova SSE a servizio dell'impianto di produzione Rotello Solar.

I calcoli sono stati effettuati mediante software XGSLab considerando i seguenti dati di ingresso:

- Dati ambientali
- Dati elettrici (correnti di guasto dedotte da documenti ufficiali di TERNA)
- Dati del mezzo disperdente
- Dati geometrici
- Limiti ammessi dalle vigenti normative

I calcoli sono stati effettuati con riferimento al dispersore della SSE.

- Nelle aree all'interno della rete magliata dell'impianto di terra i valori di tensione di contatto sono diffusamente superiori ai limiti ammessi. Uno strato di asfalto spesso 100 mm steso nell'area di sottostazione, può contribuire a riportare i valori di tensione di contatto al di sotto dei limiti ammessi.

I calcoli sono stati condotti nella più conservativa delle ipotesi che la corrente di guasto a terra (con valore assunto superiore a quella previsionale) venga interamente iniettata nel terreno e determini quindi una distribuzione di potenziali conseguente.

In ogni caso, il dispersore della sottostazione in oggetto non potrà essere separato dai dispersori delle sottostazioni adiacenti, per cui la resistenza totale dell'impianto che si viene a creare è destinata a ridursi sensibilmente, con effetto positivo sull'abbassamento delle tensioni di contatto e di passo.

Deve essere comunque tenuto presente che il dimensionamento dell'impianto di terra primaria di cui trattasi non è sostitutivo delle misure delle tensioni di contatto e di passo, che devono comunque essere effettuate in accordo con le normative quando l'impianto sarà completato, per confermare il rispetto dei limiti ammessi nelle reali condizioni.

Qualora, nelle reali condizioni e a seguito di misure, in alcuni punti le tensioni di contatto dovessero risultare al di sopra dei limiti ammessi, dovranno essere valutati ulteriori interventi addizionali puntuali.

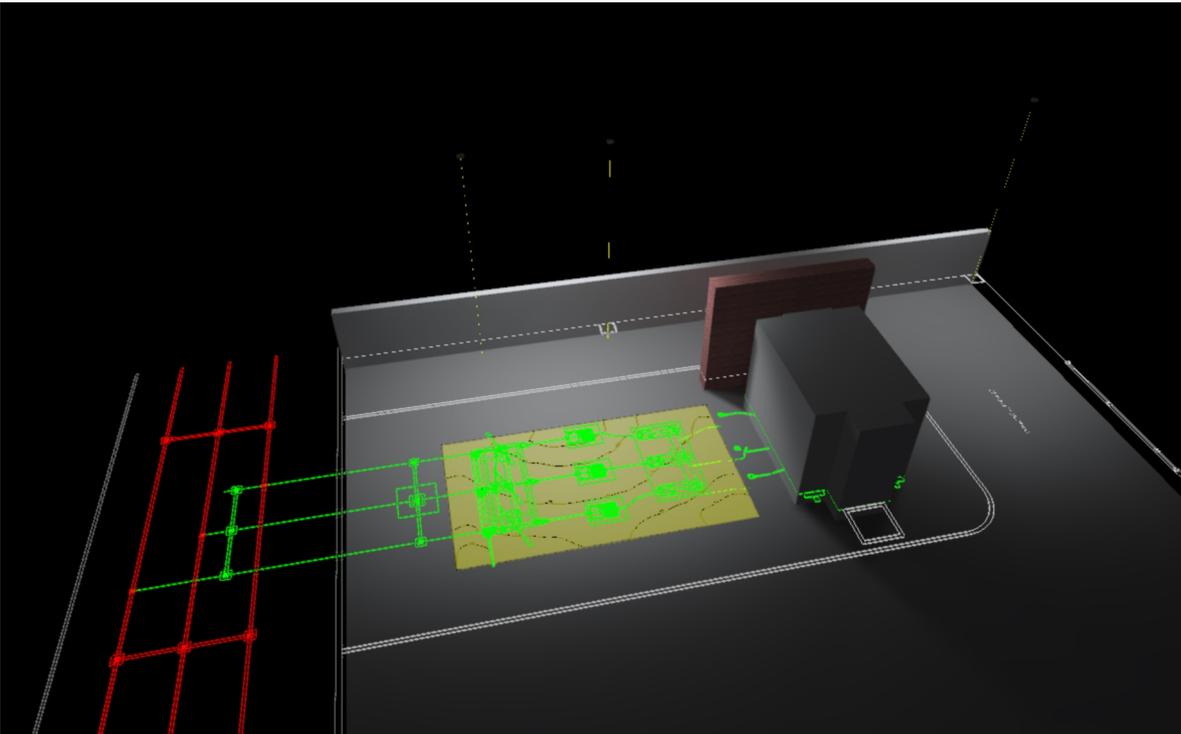
## 10 CAMPI ELETTRICI ED ELETTROMAGNETICI

Si rimanda alla relazione di calcolo specifica.

## 11 ALLEGATI

- ALLEGATO 01 - CALCOLO ILLUMINOTECNICO AREE ESTERNE

## ALLEGATO 01 – CALCOLO ILLUMINOTECNICO AREE ESTERNE



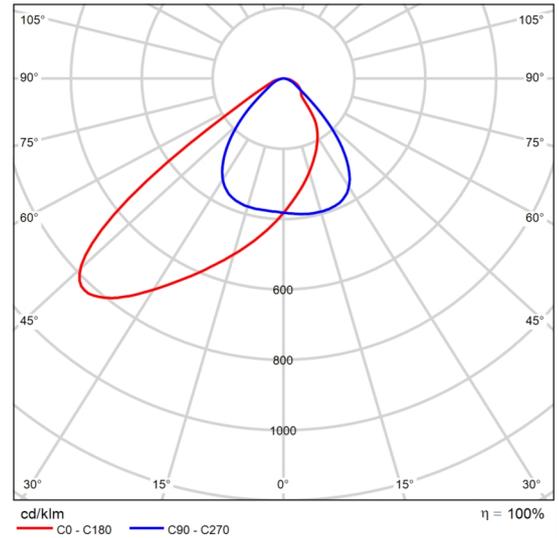
Sottostazione Rotello - Illuminazione zona A.T.

## Scheda tecnica prodotto

Philips - BVP165 LED210 840 200W AWB



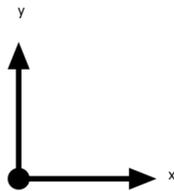
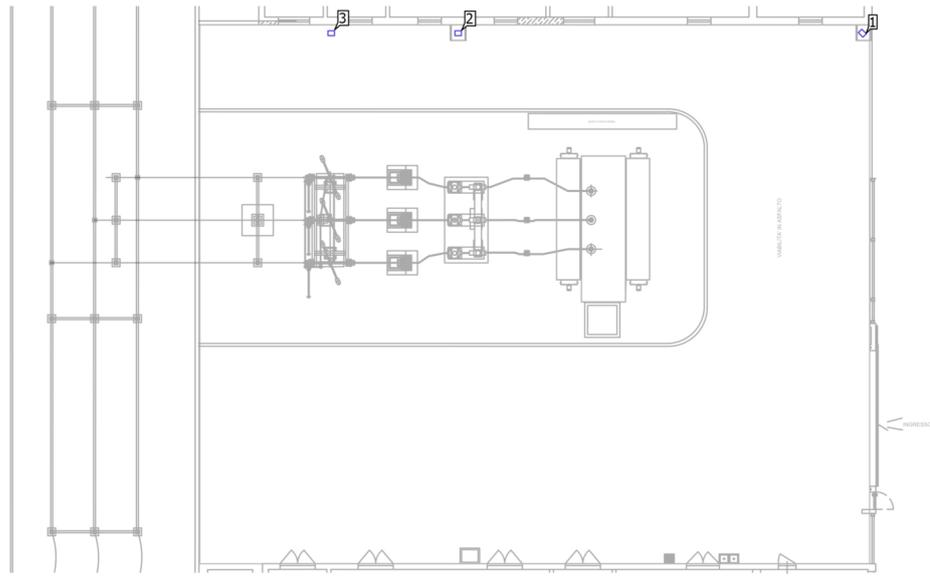
P	200.0 W
$\Phi_{Lampadina}$	21000 lm
$\Phi_{Lampada}$	20964 lm
$\eta$	99.83 %
Efficienza	104.8 lm/W
CCT	3000 K
CRI	100



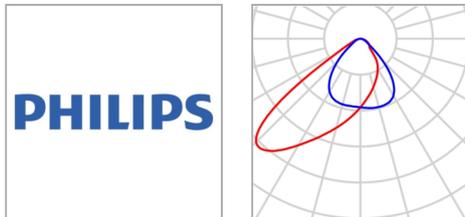
CDL polare

Area esterna

### Disposizione lampade



Area esterna

**Disposizione lampade**

Produttore	Philips	P	200.0 W
Nome articolo	BVP165 LED210 840 200W AWB	$\Phi_{Lampada}$	20964 lm
Dotazione	1x LED		

## Lampade singole

X	Y	Altezza di montaggio	Lampada
51.500 m	57.300 m	11.000 m	1
30.800 m	57.300 m	11.000 m	2
24.300 m	57.300 m	11.000 m	3

Area esterna

**Lista lampade** $\Phi_{\text{totale}}$ 

62892 lm

 $P_{\text{totale}}$ 

600.0 W

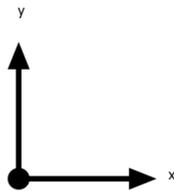
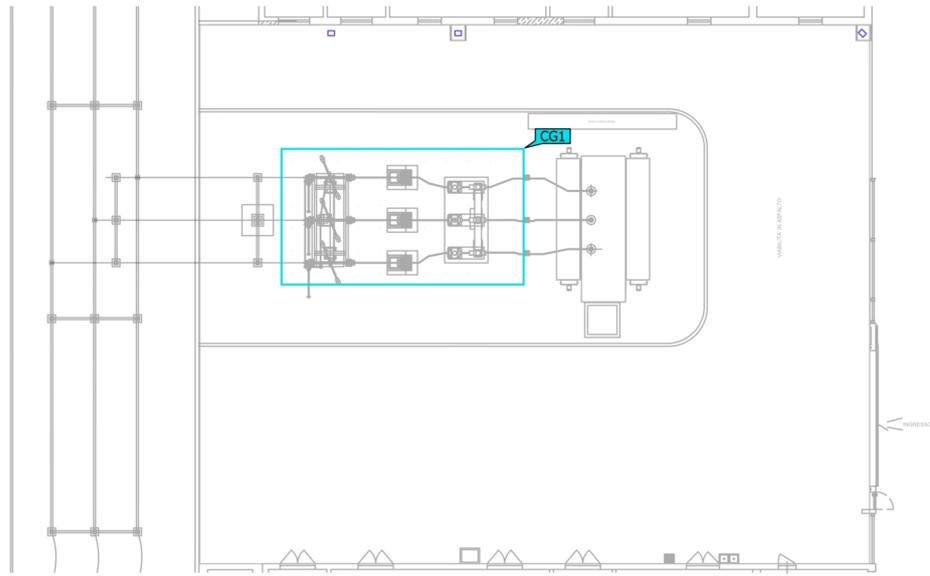
Efficienza

104.8 lm/W

Pz.	Produttore	Articolo No.	Nome articolo	P	$\Phi$	Efficienza
3	Philips		BVP165 LED210 840 200W AWB	200.0 W	20964 lm	104.8 lm/W

Area esterna (Scena luce 1)

### Oggetti di calcolo



Area esterna (Scena luce 1)

**Oggetti di calcolo**

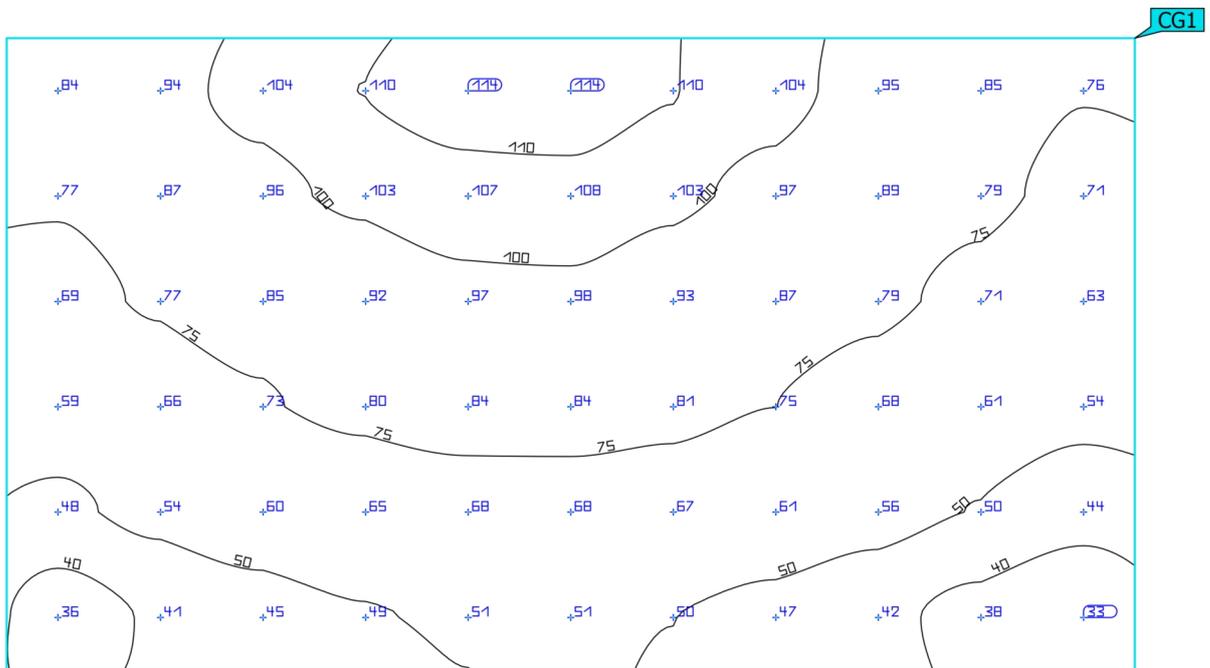
Superfici di calcolo

Proprietà	$\bar{E}$	$E_{min.}$	$E_{max}$	$g_1$	$g_2$	Indice
Area apparecchiature AT Illuminamento perpendicolare Altezza: 0.000 m	74.7 lx	33.3 lx	114 lx	0.45	0.29	CG1

Profilo di utilizzo: Preimpostazione DIALux, Standard (area di transito all'aperto)

Area esterna (Scena luce 1)

**Area apparecchiature AT**



Proprietà	$\bar{E}$	$E_{min.}$	$E_{max}$	$g_1$	$g_2$	Indice
Area apparecchiature AT Illuminamento perpendicolare Altezza: 0.000 m	74.7 lx	33.3 lx	114 lx	0.45	0.29	CG1

Profilo di utilizzo: Preimpostazione DIALux, Standard (area di transito all'aperto)

## Glossario

### A

A	Simbolo usato nelle formule per una superficie in geometria
Altezza libera	Denominazione per la distanza tra il bordo superiore del pavimento e il bordo inferiore del soffitto (quando un locale è stato smantellato).
Area circostante	L'area circostante è direttamente adiacente all'area del compito visivo e dovrebbe essere larga almeno 0,5 m secondo la UNI EN 12464-1. Si trova alla stessa altezza dell'area del compito visivo.
Area del compito visivo	L'area necessaria per l'esecuzione del compito visivo conformemente alla UNI EN 12464-1. L'altezza corrisponde a quella alla quale viene eseguito il compito visivo.

### C

CCT	<p>(ingl. correlated colour temperature)</p> <p>Temperatura del corpo di una lampada ad incandescenza che serve a descrivere il suo colore della luce. Unità: Kelvin [K]. Più è basso il valore numerico e più rossastro sarà il colore della luce, più è alto il valore numerico e più bluastrò sarà il colore della luce. La temperatura di colore delle lampade a scarica di gas e dei semiconduttori è detta "temperatura di colore più simile" a differenza della temperatura di colore delle lampade ad incandescenza.</p> <p>Assegnazione dei colori della luce alle zone di temperatura di colore secondo la UNI EN 12464-1:</p> <p>colore della luce - temperatura di colore [K]  bianco caldo (bc) &lt; 3.300 K  bianco neutro (bn) ≥ 3.300 – 5.300 K  bianco luce diurna (bld) &gt; 5.300 K</p>
Coefficiente di riflessione	Il coefficiente di riflessione di una superficie descrive la quantità della luce presente che viene riflessa. Il coefficiente di riflessione viene definito dai colori della superficie.
CRI	<p>(ingl. colour rendering index)</p> <p>Indice di resa cromatica di una lampada o di una lampadina secondo la norma DIN 6169: 1976 oppure CIE 13.3: 1995.</p> <p>L'indice generale di resa cromatica Ra (o CRI) è un indice adimensionale che descrive la qualità di una sorgente di luce bianca in merito alla sua somiglianza, negli spettri di remissione di 8 colori di prova definiti (vedere DIN 6169 o CIE 1974), con una sorgente di luce di riferimento.</p>

## Glossario

### E

Efficienza	Rapporto tra potenza luminosa irradiata $\Phi$ [lm] e potenza elettrica assorbita P [W], unità: lm/W.  Questo rapporto può essere composto per la lampadina o il modulo LED (rendimento luminoso lampadina o modulo), la lampadina o il modulo con dispositivo di controllo (rendimento luminoso sistema) e la lampada completa (rendimento luminoso lampada).
------------	--

Eta ( $\eta$ )	(ingl. light output ratio) Il rendimento lampada descrive quale percentuale del flusso luminoso di una lampadina a irraggiamento libero (o modulo LED) lascia la lampada quando è montata.  Unità: %
----------------	---

### F

Fattore di diminuzione	Vedere MF
Fattore di luce diurna	Rapporto dell'illuminamento in un punto all'interno, ottenuto esclusivamente con l'incidenza della luce diurna, rispetto all'illuminamento orizzontale all'esterno sotto un cielo non ostruito.  Simbolo usato nelle formule: D (ingl. daylight factor) Unità: %

Flusso luminoso	Misura della potenza luminosa totale emessa da una sorgente luminosa in tutte le direzioni. Si tratta quindi di una "grandezza trasmettitore" che indica la potenza di trasmissione complessiva. Il flusso luminoso di una sorgente luminosa si può calcolare solo in laboratorio. Si fa distinzione tra il flusso luminoso di una lampadina o di un modulo LED e il flusso luminoso di una lampada.  Unità: lumen Abbreviazione: lm Simbolo usato nelle formule: $\Phi$
-----------------	--

### G

$g_1$	Spesso anche $U_o$ (ingl. overall uniformity) Descrive l'uniformità complessiva dell'illuminamento su una superficie. È il quoziente di $E_{min}/\bar{E}$ e viene richiesto anche dalle norme sull'illuminazione dei posti di lavoro.
$g_2$	Descrive più esattamente la "disuniformità" dell'illuminamento su una superficie. È il quoziente di $E_{min}/E_{max}$ ed è rilevante di solito solo per la verifica della rispondenza alla UNI EN 1838 per l'illuminazione di emergenza.

## Glossario

### I

<b>Illuminamento</b>	<p>Descrive il rapporto del flusso luminoso, che colpisce una determinata superficie, rispetto alle dimensioni di tale superficie (<math>\text{lm}/\text{m}^2 = \text{lx}</math>). L'illuminamento non è legato alla superficie di un oggetto ma può essere definito in qualsiasi punto di un locale (sia all'interno che all'esterno). L'illuminamento non è una caratteristica del prodotto, infatti si tratta di una grandezza ricevitore. Per la misurazione si utilizzano luxmetri.</p> <p>Unità: lux          Abbreviazione: lx          Simbolo usato nelle formule: E</p>
<b>Illuminamento, adattivo</b>	<p>Per determinare su una superficie l'illuminamento medio adattivo, la rispettiva griglia va suddivisa in modo da essere "adattiva". Nell'ambito di grandi differenze di illuminamento all'interno della superficie, la griglia è suddivisa più finemente mentre in caso di differenze minime la suddivisione è più grossolana.</p>
<b>Illuminamento, orizzontale</b>	<p>Illuminamento calcolato o misurato su un piano orizzontale (potrebbe trattarsi per es. della superficie di un tavolo o del pavimento). L'illuminamento orizzontale è contrassegnato di solito nelle formule da <math>E_h</math>.</p>
<b>Illuminamento, perpendicolare</b>	<p>Illuminamento calcolato o misurato perpendicolarmente ad una superficie. È da tener presente per le superfici inclinate. Se la superficie è orizzontale o verticale, non c'è differenza tra l'illuminamento perpendicolare e quello orizzontale o verticale.</p>
<b>Illuminamento, verticale</b>	<p>Illuminamento calcolato o misurato su un piano verticale (potrebbe trattarsi per es. della parte anteriore di uno scaffale). L'illuminamento verticale è contrassegnato di solito nelle formule da <math>E_v</math>.</p>
<b>Intensità luminosa</b>	<p>Descrive l'intensità della luce in una determinata direzione (grandezza trasmettitore). L'intensità luminosa è il flusso luminoso <math>\Phi</math> che viene emesso in un determinato angolo solido <math>\Omega</math>. La caratteristica dell'irraggiamento di una sorgente luminosa viene rappresentata graficamente in una curva di distribuzione dell'intensità luminosa (CDL). L'intensità luminosa è un'unità base SI.</p> <p>Unità: candela          Abbreviazione: cd          Simbolo usato nelle formule: I</p>

### L

<b>LENI</b>	<p>(ingl. lighting energy numeric indicator)          Parametro numerico di energia luminosa secondo UNI EN 15193</p> <p>Unità: <math>\text{kWh}/\text{m}^2</math> anno</p>
-------------	---

## Glossario

LLMF	(ingl. lamp lumen maintenance factor)/secondo CIE 97: 2005 Fattore di manutenzione del flusso luminoso lampadine che tiene conto della diminuzione del flusso luminoso di una lampadina o di un modulo LED durante il periodo di esercizio. Il fattore di manutenzione del flusso luminoso lampadine è indicato come numero decimale e può assumere un valore di massimo 1 (in assenza di riduzione del flusso luminoso).
LMF	(ingl. luminaire maintenance factor)/secondo CIE 97: 2005 Fattore di manutenzione lampade che tiene conto della sporcizia di una lampada durante il periodo di esercizio. Il fattore di manutenzione lampade è indicato come numero decimale e può assumere un valore di massimo 1 (in assenza di sporcizia).
LSF	(ingl. lamp survival factor)/secondo CIE 97: 2005 Fattore di sopravvivenza lampadina che tiene conto dell'avaria totale di una lampada durante il periodo di esercizio. Il fattore di sopravvivenza lampadina è indicato come numero decimale e può assumere un valore di massimo 1 (nessun guasto entro il lasso di tempo considerato o sostituzione immediata dopo il guasto).
Luminanza	Misura per l'"impressione di luminosità" che l'occhio umano ha di una superficie. La superficie stessa può illuminare o riflettere la luce incidente (grandezza trasmettitore). Si tratta dell'unica grandezza fotometrica che l'occhio umano può percepire.  Unità: candela / metro quadrato Abbreviazione: cd/m <sup>2</sup> Simbolo usato nelle formule: L
M	
MF	(ingl. maintenance factor)/secondo CIE 97: 2005 Fattore di manutenzione come numero decimale compreso tra 0 e 1, che descrive il rapporto tra il nuovo valore di una grandezza fotometrica pianificata (per es. dell'illuminamento) e il fattore di manutenzione dopo un determinato periodo di tempo. Il fattore di manutenzione prende in considerazione la sporcizia di lampade e locali, la riduzione del riflesso luminoso e la défaillance di sorgenti luminose. Il fattore di manutenzione viene considerato in blocco oppure calcolato in modo dettagliato secondo CIE 97: 2005 utilizzando la formula $RMF \times LMF \times LLMF \times LSF$ .
O	
Osservatore UGR	Punto di calcolo nel locale per il quale DIALux determina il valore UGR. La posizione e l'altezza del punto di calcolo devono corrispondere alla posizione tipica dell'osservatore (posizione e altezza degli occhi dell'utente).

## Glossario

### P

P	(ingl. power) Assorbimento elettrico
	Unità: watt Abbreviazione: W

---

### R

RMF	(ingl. room maintenance factor)/secondo CIE 97: 2005 Fattore di manutenzione locale che tiene conto della sporcizia delle superfici che racchiudono il locale durante il periodo di esercizio. Il fattore di manutenzione locale è indicato come numero decimale e può assumere un valore di massimo 1 (in assenza di sporcizia).
-----	--

---

### S

Superficie utile	Superficie virtuale di misurazione o di calcolo all'altezza del compito visivo, che di solito segue la geometria del locale. La superficie utile può essere provvista anche di una zona marginale.
Superficie utile per fattori di luce diurna	Una superficie di calcolo entro la quale viene calcolato il fattore di luce diurna.

---

### U

UGR (max)	(ingl. unified glare rating) Misura per l'effetto abbagliante psicologico negli interni. L'altezza del valore UGR, oltre che dalla luminanza della lampada, dipende anche dalla posizione dell'osservatore, dalla linea di mira e dalla luminanza dell'ambiente. Inoltre, nella EN 12464-1 vengono indicati i valori UGR massimi ammessi per diversi luoghi di lavoro in interni.
-----------	---

---

### Z

Zona di sfondo	Secondo la norma UNI EN 12464-1 la zona di sfondo è adiacente all'area immediatamente circostante e si estende fino ai confini del locale. Per locali di dimensioni maggiori la zona di sfondo deve avere un'ampiezza di almeno 3 m. Si trova orizzontalmente all'altezza del pavimento.
Zona margine	Area perimetrale tra superficie utile e pareti che non viene considerata nel calcolo.

---