



COMUNI di SANTERAMO IN COLLE e ALTAMURA

Proponente	EMERA s.r.l. Largo Augusto n°3 - 20122 Milano (MI)		 BayWa r.e. Società controllata al 100% da BayWa r.e. Italia srl Largo Augusto n°3 - 20122 Milano (MI)		
Coordinamento	SOLARIS ENGINEERING S.R.L. Via le Trieste snc - 74025 Marina di Ginosa (TA) Tel. 099/8277406 e-mail: info@solarisengineering.it		Progettazione Civile - Elettrica	STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA Ing. Roberto Montemurro Via Giuseppe Di Vittorio n.24 - 74016 Massafra (TA) Tel. +39 3505796290 e-mail: ing.roberto.montemurro@gmail.com	
Studio Ambientale e Paesaggistico	SOLARIS ENGINEERING S.R.L. Via le Trieste snc - 74025 Marina di Ginosa (TA) Tel. 099/8277406 e-mail: info@solarisengineering.it		Studio Acustico	STUDIO GIORDANO Ing. Daniele Giordano Via Armando Favia n.1 - 70103 Bari (BA) Tel. +39 3333613637 e-mail: studioinggiordano@gmail.com	
Studio Inidanza Ambientale Flora fauna ed ecosistema	TECNOVIA S.R.L. Piazza Fiera n.1 - 39100 Bolzano (BZ) Tel. 0471/282823 e-mail: info@tecnovia.it		Studio Geologico-Geotecnico	GEOLOGIA TECNICA & AMBIENTALE Dott. Geologo Francesco Sozio Via Nazario Sauro n.6 - 74013 Ginosa (TA) Tel. +39 3479831826 e-mail: francosozio@tiscali.it	
Progettazione Civile - Elettrica	MATE SYSTEM S.R.L. Via Papa Pio XII n.8 - 70020 Cassano delle Murge (BA) Tel. 080/5746758 e-mail: info@matesystemsrl.it		Studio Idrologico-Irrigatorio	GEOLOGIA TECNICA & AMBIENTALE Dott. Geologo Francesco Sozio Via Nazario Sauro n.6 - 74013 Ginosa (TA) Tel. +39 3479831826 e-mail: francosozio@tiscali.it	
Studio Agronomico	STUDIO FRANCESCO PIGNATARO Via Carlo Levi snc - 74013 Ginosa (TA) Tel. 099/8294585 e-mail: segreteriastudiopignataro@gmail.com				
Opera	Progetto per la realizzazione di un impianto per produzione d' energia elettrica da fonte solare fotovoltaica di potenza di picco pari a 44,01 MWp e potenza di immissione pari a 42,00 MW su tracker ad inseguimento monoassiale (nord-sud) nei Comuni di Santeramo in Colle ed Altamura (Zona Industriale "lesce") e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto nel Comune di Matera.				
Oggetto	Folder: Calcoli preliminari delle strutture e degli impianti del progetto definitivo			Sez. F	
	Nome Elaborato: G4KMY67_CalcoliPreImpianti.pdf			Codice Elaborato: F2	
	Descrizione Elaborato: Calcoli preliminari degli impianti e relazione di verifica				
00	Febbraio 2021	Emissione per progetto definitivo	R.Montemurro	R.Montemurro	Emera S.r.l.
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala:					
Formato: A4	Codice Pratica: G4KMY67				

Sommario

1.	DATI GENERALI E ANAGRAFICA	4
2.	PREMESSA	6
2.1	PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE DEL PROGETTO	6
2.2	SCENARIO DI RIFERIMENTO	6
3.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO E INQUADRAMENTO TERRITORIALE	9
3.1	LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL SITO	9
3.2	DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	12
4.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	14
5.	DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA	18
6.	DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI ELETTRICI	20
6.1.	CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	20
6.2.	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI	21
6.3.	INTEGRALE DI JOULE	24
6.4.	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO	25
6.5.	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	26
6.6.	CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI	27
6.7.	CADUTE DI TENSIONE	28
6.8.	TENSIONE DI COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA	29
6.9.	TRASFORMATORI	30
6.10.	DETERMINAZIONE DEI PARAMETRI SULLE LINEE IN MEDIA TENSIONE	31
6.11.	CALCOLO DEI GUASTI	32
6.12.	SCELTA DELLE PROTEZIONI	37
6.12.1.	VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE	37
6.12.2.	VERIFICA DI SELETTIVITÀ	38
6.13.	IMPIANTO DI TERRA	39
6.13.1.	IMPIANTO DI TERRA SSE UTENTE 150/33 KV	39
6.13.1.1.	DATI GEOMETRICI E SCELTE PROGETTUALI DELL'IMPIANTO DI TERRA	40

6.13.1.2.	VALUTAZIONE DELLA CORRENTE DI TERRA.....	41
6.13.1.3.	TEMPO DI ELIMINAZIONE DEL GUASTO	41
6.13.1.4.	VERIFICA DI MASSIMA DEL DIMENSIONAMENTO	41
6.13.1.5.	CONDIZIONI PER IL RISPETTO DELLE TENSIONI DI CONTATTO AMMISSIBILI	43
6.13.1.6.	VERIFICA SEZIONE CONDUTTORI DI TERRA E DISPERSORI.....	44
6.13.1.7.	PRESCRIZIONI AGGIUNTIVE	45
6.13.2	IMPIANTO DI TERRA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	46
6.14.	PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI	47
6.15.	PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI	47
7.	PROGETTO DI IMPIANTO E SCELTA DEI COMPONENTI ELETTRICI.....	49
7.1.1.	STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE UTENTE AT/MT	49
7.1.2.	IMPIANTO DI TERRA	52
7.1.3.	TRASFORMATORI AT/MT	53
7.1.4.	VIE CAVI	53
7.1.5.	TUBAZIONI PER CAVI.....	54
7.1.6.	POZZETTI.....	54
7.1.7.	EDIFICIO	54
7.1.8.	SERVIZI AUSILIARI	54
7.1.8.1.	CARATTERISTICHE GENERALI	54
7.1.8.2.	COLLEGAMENTI IN CAVO.....	55
7.1.8.3.	PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO AUSILIARIO	56
7.1.9.	SISTEMA DI PROTEZIONE COMANDO E CONTROLLO (SPCC).....	56
7.1.9.1.	CARATTERISTICHE GENERALI	56
7.1.9.2.	DESCRIZIONE DEL SISTEMA.....	56
7.1.9.3.	SALA COMANDO LOCALE.....	57
7.1.9.4.	TELECONDUZIONE E AUTOMATISMO DI IMPIANTO	57
7.2.	IMPIANTO FOTOVOLTAICO	58
7.2.1.	SEZIONE IN MEDIA TENSIONE 33 KV	58
7.2.2.	CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT – 33/0,8 KV	59

7.2.3.	CONVERTITORI STATICI AC/DC – INVERTER.....	63
7.2.4.	SEZIONE IN BASSA TENSIONE.....	65
7.2.5.	IMPIANTO DI TERRA	66

1. Dati generali e anagrafica

Ubicazione impianto

Nome Impianto	EMERA
Comune	Santeramo in Colle (BA) Altamura (BA)
CAP	70029 – Santeramo in Colle 70022 - Altamura
Indirizzo	Zona Industriale “Iesce”
Coordinate Geografiche (gradi decimali)	Lat. 40.748338° - Long. 16.667778°
CTR	Regione Puglia

Proponente

Ragione Sociale	EMERA S.r.l.
Indirizzo	Largo Augusto n.3, 20122 Milano (MI)
P.IVA	11169110969

Terreni

Destinazione urbanistica	Santeramo in Colle – Zone “D3” per attività industriali Altamura – Zone “D1” per attività industriali artigianali
Estensione area	Circa 69,8914 ha
Estensione area di progetto	Circa 62,0000 ha

Caratteristiche dell'impianto

Potenza di picco complessiva DC	44010,00 kWp
Potenza AC complessiva richiesta in immissione	42000,00 kW
Potenza unitaria singolo modulo fotovoltaico	450 Wp
Numero di moduli fotovoltaici (tot)	97800
Numero di moduli per stringa	25
Numero di stringhe (tot)	3912
Numero di inverter	338
Numero di sottocampi	34
Numero di cabine di trasformazione	34
Potenza trasformatori BT/MT in resina	800-1000-1250-1600 kVA
Tipologia di strutture di sostegno	Ad inseguimento monoassiale
Posa delle strutture di sostegno	Direttamente infisse nel terreno

Layout impianto

Interasse tra le strutture	4,12 m
Distanza di rispetto da confine	5,00 m

Staff e professionisti coinvolti

Progetto a cura di	Solaris Engineering S.r.l.
Project Manager	Ing. Roberto Montemurro
Responsabile elaborato	Ing. Roberto Montemurro

2. Premessa

La presente relazione è parte integrante della documentazione di progetto per l'autorizzazione mediante **Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale** (P.A.U.R.), ai sensi dell'articolo 27 bis del Decreto Legislativo numero 152 del 2006, dell'impianto fotovoltaico denominato "EMERA".

L'area di interesse ricade all'interno di un sito *IBA (Important Bird Areas)*, pertanto il provvedimento autorizzativo dovrà essere corredato da **Valutazione di Incidenza Ambientale** (V.Inc.A. o VINCA), ai sensi del D.P.R. n.357 del 1997, successivo D.P.R. n.120 del 2003 e D.M. Ambiente 25/03/2005, nonché della L.R. n.11/2001 così come modificata dalla L.R. n.17/2007, L.R. n.25/2007, L.R. n.40/2007, R.R. n.28 del 22 Dicembre 2008 e D.G.R. n.1362 del 24/07/2018.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare, di potenza di picco nominale pari a 44.010,00 kWp da localizzarsi su terreni industriali nel Comune di Santeramo in Colle (BA), con destinazione urbanistica "Zone D1", e nel Comune di Altamura (BA), con destinazione urbanistica "Zone D3". L'impianto immetterà energia elettrica in rete attraverso una connessione in Alta Tensione a 150 kV dalla Stazione Elettrica di Trasformazione 150/33 kV "Emera" sulla Sottostazione Elettrica RTN 380/150 kV "Matera – Iesce" di proprietà di Terna S.p.A.

I moduli fotovoltaici saranno montati su inseguitori (o *trackers*) monoassiali da 50 e 75 moduli cadauno, che ottimizzeranno l'esposizione dei generatori solari permettendo di sfruttare al meglio la radiazione solare.

Si stima che l'impianto produrrà 79,10 GWh all'anno di elettricità, equivalenti al fabbisogno medio annuo di circa 27.060 famiglie di 4 persone, permettendo un risparmio di CO2 equivalente immessa in atmosfera pari a circa 42.004 tonnellate all'anno (fattore di emissione: 531 gCO2/kWh, fonte dati: Ministero dell'Ambiente).

2.1 Presentazione del proponente del progetto

La proponente **EMERA S.r.l.** nasce come società di scopo della controllante BAYWA R.E. ITALIA S.r.l., società del gruppo BAYWA R.E., operante nel settore delle energie rinnovabili da oltre 10 anni, con un portfolio progetti e impianti realizzati di diverse centinaia di megawatt dislocati in Italia e in diversi Paesi di tutto il mondo.

2.2 Scenario di riferimento

Le necessità sempre più pressanti legate a fabbisogni energetici in continuo aumento spingono il progresso quotidiano verso l'applicazione di tecnologie innovative, atte a sopperire alla domanda energetica in modo sostenibile, limitando l'impatto che deriva da queste ultime e richiedendo un uso consapevole del territorio.

In quest'ottica, con il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, il Parlamento Italiano ha proceduto all'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Il presente impianto in progetto è compreso tra le tipologie di intervento riportate nell'Allegato IV alla Parte II, comma 2 del D.Lgs. n. 152 del 3/4/2006 (cfr. 2c), *“Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW”*, pertanto rientra nelle categorie di opere da sottoporre a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, in conformità a quanto disposto dal Testo Unico Ambientale (T.U.A.) e alla D.G.R. 45/24 del 2017.

Premesso che la Valutazione di Impatto Ambientale, ai sensi del Dlgs. 152/2006, è *il procedimento mediante il quale vengono preventivamente individuati gli effetti sull'ambiente di un progetto*, il presente Studio, redatto ai sensi dell'art. 22 del Dlgs. 152 e s.m.i., e dell'Allegato VII del suddetto decreto, è volto ad analizzare l'impatto, ossia *l'alterazione qualitativa e/o quantitativa, diretta e indiretta, a breve e a lungo termine, permanente e temporanea, singola e cumulativa, positiva e negativa dell'ambiente*, che le opere, di cui alla procedura autorizzativa, potrebbero avere sulle diverse componenti ambientali.

L'ambiente, ai sensi del Dlgs 152, è inteso come *sistema di relazioni fra i fattori antropici, naturalistici, chimico-fisici, climatici, paesaggistici, architettonici, culturali, agricoli ed economici*.

Lo studio e la progettazione definitiva, di cui questo documento è parte integrante, è basato su una verifica oggettiva della compatibilità degli interventi a realizzarsi con le predette componenti, e intende verificare e studiare i prevedibili effetti che l'intervento potrà avere sull'ambiente e il suo habitat naturale.

Nello specifico degli *“Impatti cumulativi”*, la normativa regionale fa riferimento invece al DGR n.2122 del 23/10/2012, dove vengono forniti gli *Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale*.

Con la nuova normativa introdotta dal d.lgs. 30 giugno 2016, n. 127 (legge Madia), la conferenza dei servizi si potrà svolgere in modalità *“Sincrona”* o *“Asincrona”*, nei casi previsti dalla legge.

Nel 2008 inoltre l'Unione Europea ha varato il *“Pacchetto Clima-Energia”* (meglio conosciuto anche come *“Pacchetto 20/20/20”*) che prevede obiettivi climatici sostanziali per tutti i Paesi membri dell'Unione, tra cui l'Italia, a) di ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli registrati nel 1990, b) di ottenere almeno il 20% dell'energia consumata da fonti rinnovabili, e c) ridurre del 20% i consumi previsti. Questo obiettivo è stato successivamente rimodulato e rafforzato per l'anno 2030, portando per quella data al 40% la percentuale di abbattimento delle emissioni di gas serra, al 27% la quota di consumi generati da rinnovabili e al 27% il taglio dei consumi elettrici.

L'Italia ha fatto propri questi impegni redigendo un *“Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima”*. Riguardo alle energie rinnovabili in particolare, l'Italia prevede arrivare al 2030 con un minimo di 55,4% di energia prodotta da fonti rinnovabili, promuovendo la realizzazione di nuovi impianti di produzione e il revamping o repowering di quelli esistenti per tenere il passo con le evoluzioni tecnologiche.

Con la realizzazione dell'impianto, si intende conseguire gli obiettivi sopra esposti, aumentando la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile senza emettere gas serra in atmosfera, con un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

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

Il progetto mira pertanto a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

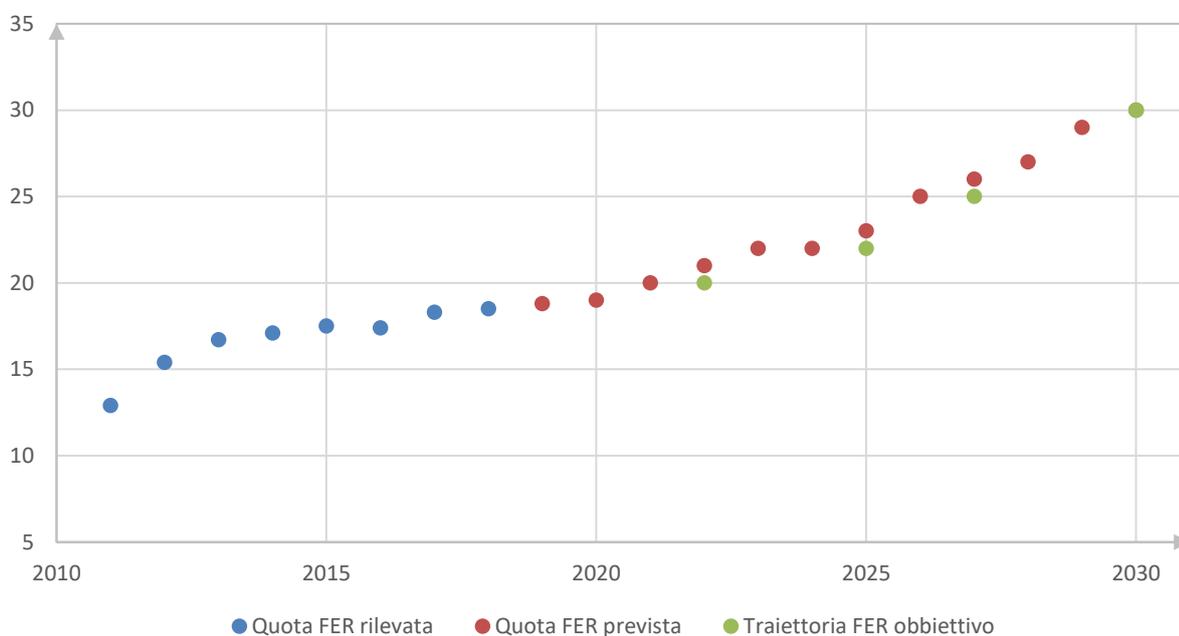


Tabella 1- Traiettoria della quota FER complessiva¹

Tra le politiche introdotte e necessarie per il raggiungimento degli obiettivi prefissati, è stato dato incarico alle Regioni di individuare le aree idonee per la realizzazione di questi impianti, stabilendo criteri di priorità e di tutela del paesaggio e dell'ambiente.

In conclusione, si evidenzia che in base all'art. 1 della legge 9 gennaio 1991 n. 10, l'intervento in progetto è opera di pubblico interesse e pubblica utilità "ex lege" ad ogni effetto e per ogni conseguenza, giuridica, economica, procedimentale, espropriativa, come anche definito dall'art. 12 del D.LGS. N. 387 del 29 dicembre 2003.

¹ Fonte: GSE, "Sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili di energia in Italia", Febbraio 2020

3. Descrizione del progetto e inquadramento territoriale

3.1 Localizzazione e caratteristiche del sito

L'area oggetto dell'intervento ricade nei Comuni di Santeramo in Colle e Altamura, in provincia di Bari, in località "lesce".

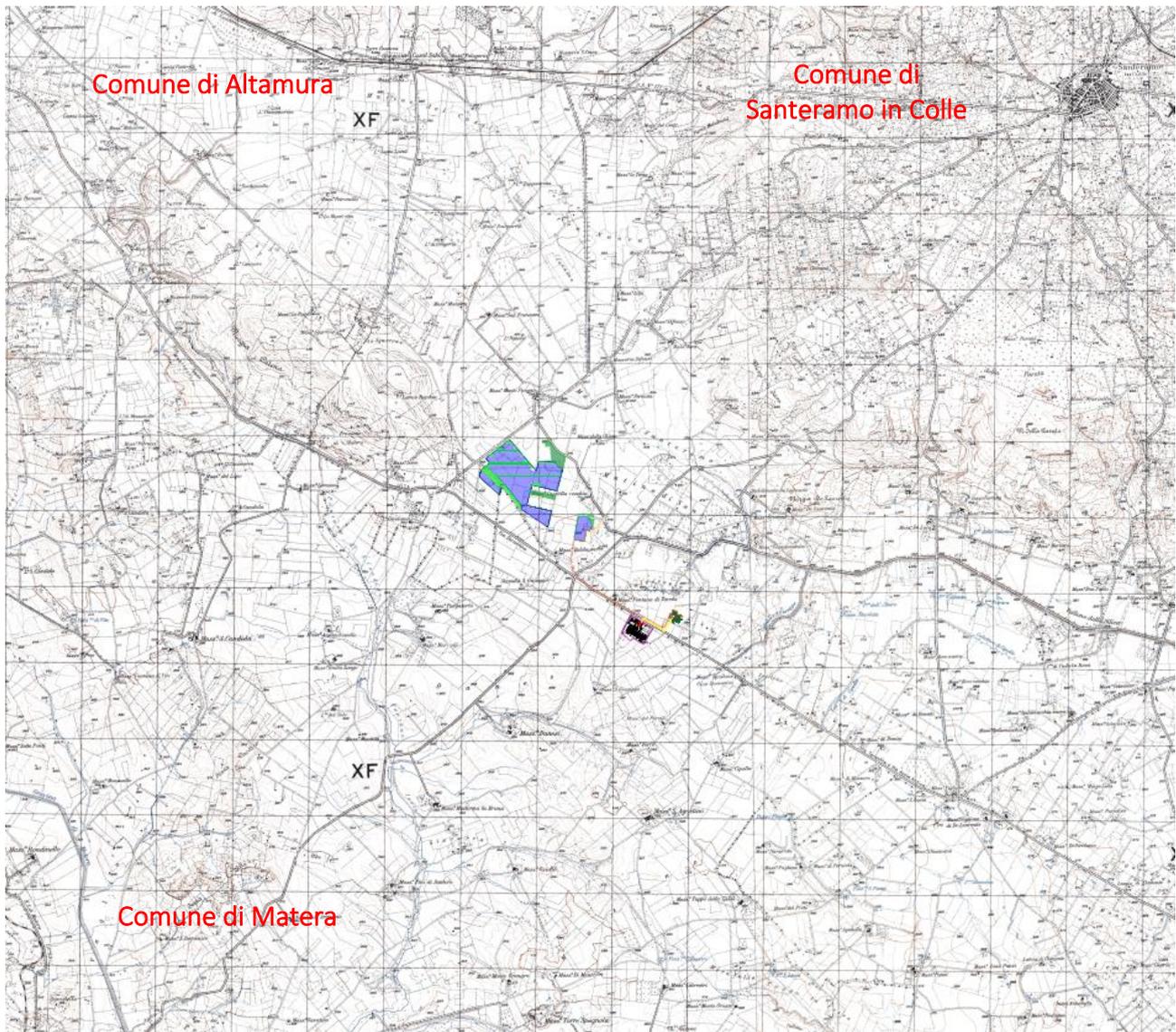
Tali aree sono classificate come "Zona D/3 – zone per attività industriali" (Santeramo in Colle) e "Zona D/1 – zone per attività artigianali" (Altamura); essenzialmente trattasi di **aree di tipo industriale**.

Geograficamente l'area è individuata alla Latitudine 40.747737° Nord e Longitudine 16.669562° Est; ha un'estensione di circa 69,89 ettari, di cui solamente 62,00 ettari circa saranno occupati dall'impianto. Le restanti aree, così come alcune aree interne al perimetro di impianto, saranno gestite "a verde", con la piantumazione di siepi, arbusti, alberi di tipo autoctono.

L'impianto sarà connesso alla rete di trasmissione nazionale (RTN) previo la realizzazione di una stazione elettrica di trasformazione AT/MT - 150/33 kV (SSE Utente) connessa mediante elettrodotto AT 150 kV alla stazione elettrica di trasformazione AAT/AT 380/150 kV "Matera – lesce" di proprietà e gestione Terna S.p.A. La SSE Utente e relative sbarre di parallelo AT, condivise con altri produttori, saranno posizionate su terreni agricoli prossimi alla SSE RTN.

Tutte le aree di progetto sono facilmente raggiungibili tramite viabilità pubblica. In particolare le aree di impianto sono raggiungibili percorrendo la strada provinciale SP160, o la SP236, nel Comune di Santeramo, e immettendosi sulla Contrada Matine di Santeramo prima, e sulla Contrada Baldassarre poi. Per raggiungere l'area più piccola di impianto sarà invece necessario realizzare una nuova strada su terreno agricolo che andrà a connettersi sempre sulla Contrada Matine di Santeramo.

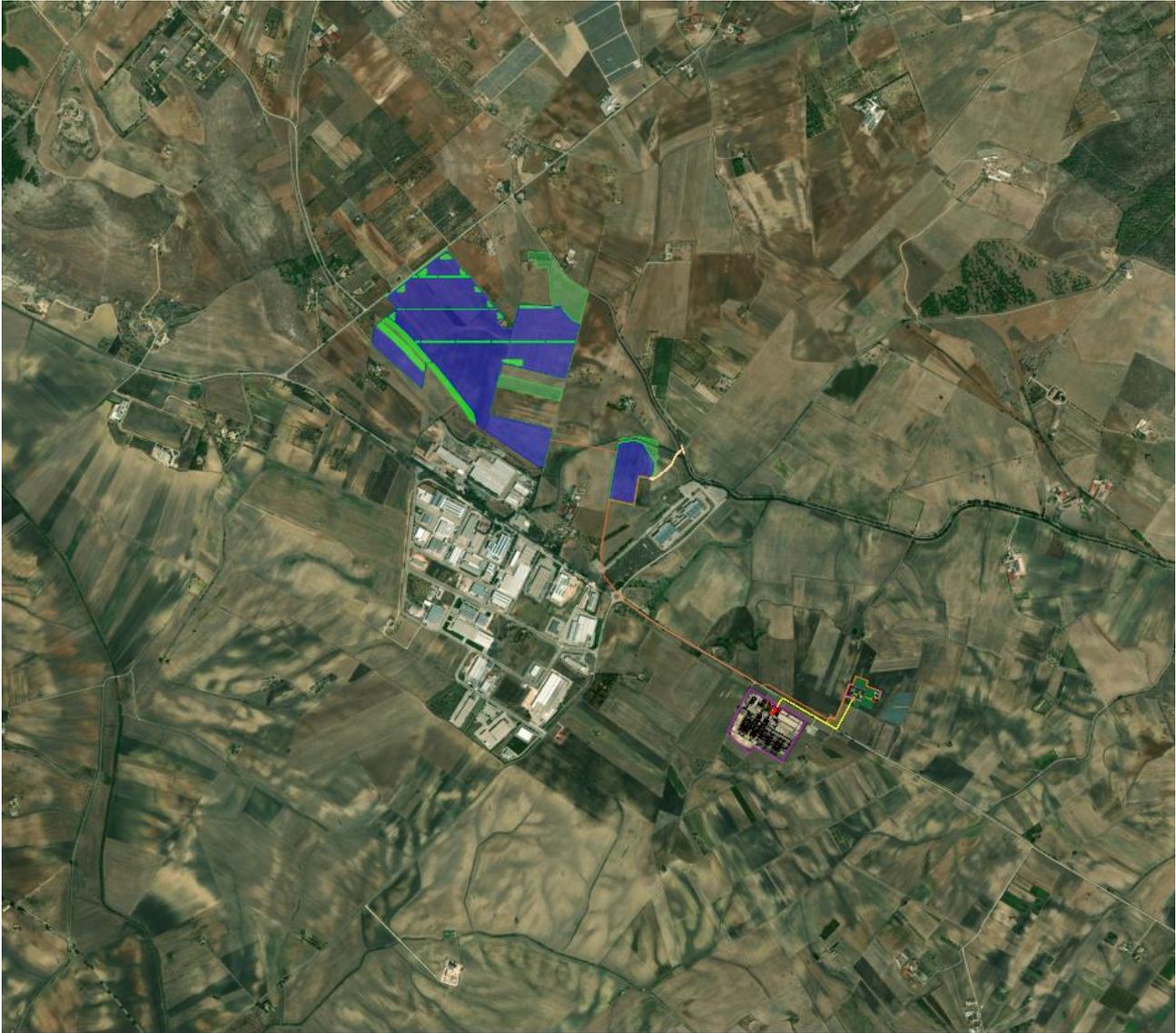
La SSE Utente sarà invece raggiungibile mediante la realizzazione di nuova strada su terreno agricolo che andrà ad allacciarsi sulla strada provinciale SP140 sempre nel Comune di Santeramo in Colle.



Legenda:

	Area impianto fotovoltaico
	Area a verde - cespuglieto arborato
	Area a verde - siepi di mitigazione - cespuglieto fitto
	Recinzione perimetrale
	Linea di connessione MT 33 kV
	Linea di connessione AT 150 kV
	Viabilità esterna area di impianto
	Stazione Elettrica RTN 380/150 kV Tema SpA - Matera
	Aree SSE Utente AT/MT - Altri produttori
	SSE Utente AT/MT 150/33 kV - EMERA
	Viabilità esterna area SSE Utente e sbare AT
	Confine Comunale
	Confine Regionale

Figura 1 – Inquadramento delle aree di progetto su corografia IGM 25.000



Legenda:

	Area impianto fotovoltaico
	Area a verde - cespuglieto arboreo
	Area a verde - siepi di mitigazione - cespuglieto fito
	Cabina di parallelo in Media Tensione 33 kV
	Riconcezione permortale
	Cancello di accesso alle aree di impianto
	Linea di connessione MT 33 kV
	Linea di connessione AT 150 kV
	Viabilità esterna area di impianto
	Stazione Elettrica RTN 380/150 kV Terna SpA - Matera
	Stazione di parallelo AT 150 kV
	Area SSE Utente AT/MT - Altri produttori
	SSE Utente AT/MT 150/33 kV - EMERA
	Viabilità esterna area SSE Utente e sbando AT

Figura 2 – Inquadramento delle aree di progetto su ortofoto

3.2 Descrizione sintetica del progetto

L'impianto fotovoltaico in progetto si estende su un'area di circa 62 ettari, con perimetro della zona di installazione coincidente con la recinzione di delimitazione, e distante mediamente 5 metri dal confine catastale.

Il generatore fotovoltaico si compone di 97.800 moduli fotovoltaici in silicio policristallino da 450 W di picco, connessi tra di loro in stringhe da 25 moduli per un totale di 3.912 stringhe e una potenza di picco installata pari a 44.010,00 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posizionati su strutture ad inseguimento solare (trackers) di tipo "monoassiale", infisse direttamente nel terreno, con angolo di inclinazione pari a 0° e angolo di orientamento est-ovest variabile tra +50° e -50°. I trackers saranno multistringa, da 2 stringhe (50 moduli fotovoltaici) e da 3 stringhe (75 moduli fotovoltaici).

La conversione dell'energia da componente continua DC (generatore fotovoltaico) in componente alternata AC (tipicamente utilizzata dalle utenze e distribuita sulla rete elettrica nazionale) avviene per mezzo di convertitori AC/DC, comunemente chiamati "inverter": in impianto saranno posizionati n°338 inverter di stringa con potenza nominale in AC pari a 105,00 kW. Su ogni inverter saranno connesse 11 o 12 stringhe.

Gli inverter, in gruppi variabili da un minimo di 6 fino ad un massimo di 12 unità, saranno connessi sui quadri di parallelo in bassa tensione (800 V) delle cabine di trasformazione MT/bt - 33/0,8 kV.

Nell'area di impianto saranno disposte n.34 cabine di trasformazione MT/bt, di potenza nominale variabile (800 – 1000 – 1250 – 1600 kVA) a seconda del numero di inverter in ingresso. Le stesse saranno connesse in parallelo sul lato in media tensione a 33 kV a formare n.4 linee di connessione (2 linee MT prevederanno, ciascuna, il parallelo di n.9 cabine e le altre 2 linee MT, a testa, conetteranno in parallelo n.8 cabine).

Le n.4 linee in media tensione confluiranno nella Cabina di Parallelo in MT, dove si realizzerà la connessione in parallelo delle stesse, mediante quadri di protezione e distribuzione in media tensione, e partirà la linea di connessione dell'impianto alla Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 150/33 kV. In quest'ultima, mediante un trasformatore AT/MT da 50 MVA, e specifici dispositivi di protezione e manovra, sia in media tensione che in alta tensione, l'impianto sarà connesso, in parallelo con altri produttori, alla Sottostazione Elettrica RTN di proprietà di Terna S.p.A. e quindi in parallelo con la rete elettrica nazionale, in cui verrà immessa una potenza stimata nominale di circa 42.000,00 kW.

Per il generatore fotovoltaico saranno previsti anche sistemi ausiliari di controllo e di sicurezza:

- Lungo il perimetro di impianto saranno posizionati, a distanza di 50 metri circa, pali di sostegno su cui verranno installate le cam di videosorveglianza e i fari per l'illuminazione di sicurezza.

I fari si accenderanno nelle ore notturne solamente in caso di allarme di antintrusione, o per motivi di sicurezza, e quindi azionati in modo automatico e anche da remoto dai responsabili del servizio vigilanza.

N.2 fari di illuminazione, uno per lato, saranno posizionati su ogni cabina di trasformazione, in modo da permettere l'illuminazione della viabilità interna.

Le cam saranno del tipo fisso, con illuminatore infrarosso integrato. Nei cambi di direzione del perimetro verranno anche installate delle “speed dome”, che permetteranno una visualizzazione variabile delle zone di impianto in modo automatico, ma che potranno essere gestite anche in manuale a seconda delle necessità. Tutte le cam, a gruppi di 5 o 6 unità, saranno connesse su quadri di parallelo video, dove, date le considerevoli distanze delle connessioni, il segnale sarà convertito e trasmesso alla cabina di monitoraggio tramite dorsali in fibra ottica.

Le aree di impianto saranno delimitate da recinzione con rivestimento plastico, posata ad altezza di 20 cm dal suolo, e fissata su appositi paletti infissi nel terreno.

Sulle fasce perimetrali, così come in alcune aree interne dell’impianto, saranno piantumati arbusti e siepi autoctone, tali da permettere una mitigazione ambientale delle opere riducendone l’impatto visivo.

4. Normativa di riferimento

Gli impianti elettrici dovranno essere realizzati nel rispetto delle disposizioni seguenti:

- D.P.R. 27.04.1955 n. 547 e successive modificazioni;
- D.P.R. 07.01.1956 n. 164 e successive modificazioni;
- D.P.R. 19.03.1956 n. 303 e successive modificazioni;
- Legge 07.12.1984 n. 818 e successive modificazioni;
- Legge 01.03.1990 n. 186;
- Legge 18.10.1977 n. 791;
- Legge 05.03.1990 n. 46 e successive integrazioni (sostituita dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.P.R. 06.12.1991 n. 447(sostituito dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.L. 19.09.1994 n. 626 e successive modificazioni;
- E quanto altro possa comunque interessare.

Si richiamano le prescrizioni degli Enti Locali preposti ai controlli: USL, ISPESL, Vigili del Fuoco, Aziende distributrici elettriche, del gas, etc.

Si sottolinea che dovranno essere osservate altresì le norme: CEI, UNI e le tabelle CEI UNEL. Relativamente alle norme CEI dovranno essere rispettate quelle in vigore all'atto esecutivo dei lavori con particolare riferimento, a titolo esemplificativo, e non esaustivo, alle Norme di seguito elencate.

Criteri di allacciamento alla rete AT della distribuzione;

- ENEL DK 5310;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-15 Esecuzione di lavori sotto tensione;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – linee in cavo;
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI EN60865-1 Calcolo degli effetti delle correnti di cortocircuito;
- CEI 11-28 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a B.T.;
- CEI 11-35 Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 11-37 Guida all'esecuzione degli impianti di terra negli stabilimenti industriali per sistemi di I, II e III categoria;
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000V;
- CEI 17-4(CEI EN60129) Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000V;
- CEI 17-5 (CEI EN60947-2) Interruttori automatici per B.T.;
- CEI 17-6(CEI EN60298) Apparecchiature prefabbricate con involucro metallico per tensioni da 1kV a 52kV;

- CEI 17-9/1(CEI EN60265-1) Interruttori di manovra ed interruttori di manovra-sezionatori per tensioni da 1kV a 52kV;
- CEI 17-9/2(CEI EN60265-2) Interruttori di manovra ed interruttori di manovra-sezionatori per tensioni uguali o superiori a 52kV;
- CEI 17-11 (CEI EN60947-3) Interruttori di manovra e sezionatori con o senza fusibili per B.T.;
- CEI 17-13/1 (CEI EN60439-1) Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per B.T. - Quadri elettrici AS ed ANS;
- CEI 17-21 (CEI EN60694) Apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione-Prescrizioni comuni;
- CEI 17-41 (CEI EN61095) Contattori elettromeccanici per usi domestici o similari;
- CEI 17-45 (CEI EN60947-5-1) Dispositivi per circuiti di comando e manovra in B.T.;
- CEI 17-46 (CEI EN60420) Interruttori di manovra ed interruttori-sezionatori con fusibili ad alta tensione per corrente alternata;
- CEI 17-47 (CEI EN60947-6-1) Apparecchiature di commutazione automatica in B.T.;
- CEI 17-48 (CEI EN60947-7-1) Morsettiere per conduttori in B.T.;
- CEI 17-50 (CEI EN60947-4-1) Contattori ed avviatori elettromeccanici per B.T.;
- CEI 17-68 (CEI EN50187) Apparecchiatura di manovra con involucro metallico con isolamento a gas per tensioni da 1kV a 52kV;
- CEI 20-13 Cavi isolati in gomma EPR con tensione non superiore a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-14 Cavi isolati in PVC con tensione non superiore a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-21 Calcolo della portata dei cavi elettrici;
- CEI 20-22 Prove dei cavi non propaganti l'incendio;
- CEI 20-33 Giunzioni e terminazioni per cavi di energia con tensione fino a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-37 Cavi elettrici-prove sui gas emessi durante la combustione;
- CEI UNEL 35024/1 Portate di corrente in regime permanente per posa in aria di cavi B.T. ad isolamento elastomerico o termoplastico; CEI 17-6(CEI EN60298) Apparecchiature prefabbricate con involucro metallico per tensioni da 1kV a 52kV;
- CEI UNEL 35024/1EC Portate di corrente in regime permanente per posa in aria di cavi B.T. ad isolamento elastomerico o termoplastico;
- CEI 23-3 (CEI EN60898) Interruttori automatici per usi domestici e similari;
- CEI 23-5 Prese a spina per usi domestici e similari;
- CEI 23-9 (CEI EN60669-1) Apparecchi di comando non automatici per usi domestici e similari;
- CEI 23-12 (CEI EN60309-1/2) Prese a spina per usi industriali;
- CEI 23-16 Prese a spina di tipo complementare per usi domestici e similari;

- CEI 23-18 (CEI EN61009-2-1) Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-19 Sistemi di canali isolanti portacavi ad uso battiscopa;
- CEI 23-20/23-21/23-30/23-35/23-41 Dispositivi di connessione e morsetti;
- CEI 23-28 Tubi per installazioni elettriche/tubi metallici;
- CEI 23-29 Cavidotti in materiale plastico;
- CEI 23-31 Sistemi di canali metallici portacavi ed accessori;
- CEI 23-32 Sistemi di canali isolanti portacavi e portapparecchi per utilizzo a soffitto o parete;
- CEI 23-39(CEI EN50086-1) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/prescrizioni generali;
- CEI 23-42 (CEI EN61008-1) Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-43 (CEI EN61008-2-1) Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-44 (CEI EN61009-1) Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-48(1998) Involucri per installazioni elettriche ad uso domestico o simile - Cassette;
- CEI 23-49 Involucri per installazioni elettriche ad uso domestico o simile - Quadri elettrici;
- CEI 23-50 Prese a spina per usi domestici e similari;
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione dei quadri elettrici ad uso domestico o simile;
- CEI 23-51V1 Prescrizioni per la realizzazione dei quadri elettrici ad uso domestico o simile;
- CEI 23-54(CEI EN50086-2-1) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi rigidi;
- CEI 23-55(CEI EN50086-2-2) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi pieghevoli;
- CEI 23-56(CEI EN50086-2-3) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi flessibili;
- CEI 41-1 Relè ausiliari elettromeccanici;
- IEC 99-4 Scaricatori di sovratensione per sistemi di II e III categoria;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN61036 Contatori elettrici statici di energia attiva per corrente alternata;
- CEI EN61010-1 Strumenti di misura digitali;
- CEI EN60414/CEI EN60051 Strumenti di misura analogici;
- CEI 66-5/85-3/85-4/85-5/85-7 Strumenti di misura;
- CEI 38-1 (CEI EN60044-1) Trasformatori di corrente per misura;
- CEI 38-2 Trasformatori di tensione per misura;
- EN 60730-1/2 Termostati modulari;

- EN 61000-3-2 Interruttori crepuscolari modulari;
- CEI EN60730-1/2 Interruttori orari modulari;
- CEI 81-10 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 37-1 Limitatori di sovratensione a resistori non lineari con spinterometri;
- CEI 37-2 Limitatori di sovratensione ad ossido di metallo senza spinterometri;
- IEC 60840 Cavi AT per posa interrata.
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori; CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.;

- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

5. Definizioni e terminologia

Nella presente relazione verranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nell'art. 2 del D.M. 28 Luglio 2005 e s.m.i., "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", nonché della vigente normativa CEI (con particolare riferimento alle norme CEI 11-20 "impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria", ed CEI 82-25 guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e Bassa tensione).

Si riportano di seguito, invece, le definizioni di alcuni termini ricorrenti nel campo dell'installazione di generatori fotovoltaici a costituire sistemi elettrici di generazione di potenza destinati ad essere connessi alla rete elettrica.

- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. L'angolo è positivo per orientamenti verso Est, negativo per orientamenti verso Ovest.
- **Angolo di inclinazione:** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto). L'angolo è positivo per inclinazioni rivolte verso l'equatore, negativo per inclinazioni rivolte verso il polo.
- **Blocco o sottocampo o subcampo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche associate e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo, oppure le cui stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di condizionamento della potenza (PCS).
- **Campo fotovoltaico o impianto fotovoltaico:** l'insieme di tutti i blocchi o sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico.
- **Cella fotovoltaica:** dispositivo base allo stato solido che converte la radiazione solare direttamente in elettricità a corrente continua.

- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C.
- **Convertitore statico c.c./c.a.:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. E' denominato pure invertitore statico (**inverter**).
- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase. I componenti fondamentali dell'impianto sono:
 - il generatore fotovoltaico vero e proprio, costituito dal campo fotovoltaico;
 - il Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS).
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura (tipo piatto piano), o ricevitore ed ottica (tipo a concentrazione). Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile.
- **Potenza di picco:** è la potenza espressa in Wp (watt di picco), erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente o sottosistema fotovoltaico.
- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.
- **Quadro di consegna:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.
- **Rete in bassa tensione (BT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione in corrente alternata, di tipo monofase o trifase, con tensione nominale da oltre 50 V fino a 1000 V.
- **Rete in media tensione (MT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione in corrente alternata, di tipo trifase, con tensione nominale da oltre 1000 V fino a 30000 V.
- **Rete in alta tensione (AT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione in corrente alternata, di tipo trifase, con tensione nominale superiore a 30000 V.
- **Gestore di rete:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete AT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.
- **Stringa:** un insieme di moduli connessi elettricamente in serie per raggiungere la tensione di utilizzo idonea per il sistema di condizionamento della potenza (PCS). I moduli a costituire la stringa possono far parte di diverse schiere.
- **Utente:** persona fisica o giuridica che usufruisce del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Tale servizio è regolato da un contratto di fornitura stipulato con la Società elettrica.

- **Stazione elettrica di trasformazione AT/MT:** insieme delle apparecchiature, sistemi di controllo e di misura, nonché i locali, le opere edili e civili, dove avviene la trasformazione dell'energia da media in alta tensione, e viceversa.
- **Cabina elettrica di trasformazione MT/bT:** insieme delle apparecchiature, sistemi di controllo e di misura, nonché i locali, le opere edili e civili, dove avviene la trasformazione dell'energia da bassa in media tensione, e viceversa.

6. Dimensionamento degli impianti elettrici

6.1. Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos\varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos\varphi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos\varphi - j\sin\varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi-2\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) - j\sin\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi-4\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) - j\sin\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \right) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

La potenza P_n , invece, è la potenza nominale del carico per utenze terminali, ovvero, la somma delle P_d delle utenze a valle (SP_d a valle) per utenze di distribuzione (somma vettoriale).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle (SQ_d a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

6.2. Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4, infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

- Per le linee protette da interruttori magnetotermici, è stata rispettata la condizione:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad e \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

- I_b è la corrente di impiego della conduttura elettrica;
- I_n è la corrente nominale dell'interruttore magnetotermico (sganciatore termico);
- I_z è la portata della conduttura elettrica;
- I_f è la corrente convenzionale di funzionamento dell'interruttore.

- Per le linee protette da fusibili, la condizione rispettata è la seguente:

$$I_b \leq I_n \leq 0,906 I_z \quad e \quad I_f \leq 1,6 I_z$$

- I_b è la corrente di impiego della conduttura elettrica;
- I_n è la corrente nominale dell'interruttore magnetotermico (sganciatore termico);
- I_z è la portata della conduttura elettrica;
- I_f è la corrente convenzionale di funzionamento dell'interruttore.

Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con

dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;

- conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

La scelta della sezione di cavo avviene secondo le seguenti procedure di calcolo:

- Calcolo della portata del cavo in base alla posa della conduttura:

Per posa aerea, il valore di corrente ammissibile dal cavo è il seguente

$$I_z = k_1 * k_2 * I_0$$

Dove

k_1 è un fattore di correzione (tabellato) per temperature di posa diverse da 30°C;

k_2 è un fattore di correzione (tabellato) che dipende dalla posa e dal numero di circuiti caricati;

I_0 è la portata in corrente del cavo a temperatura ambiente (30°C) in determinate condizioni di posa.

Per posa interrata, il valore di corrente ammissibile dal cavo è il seguente

$$I_z = k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * I_0$$

Dove

k_1 è un fattore di correzione (tabellato) per temperature del terreno diverse da 20°C;

k_2 è un fattore di correzione (tabellato) che dipende dal numero di circuiti posati nello stesso strato;

k_3 è un fattore di correzione (tabellato) che dipende dalla profondità di posa diversa da 0,8 m;

k_4 è un fattore di correzione (tabellato) che dipende dalla resistività del terreno;

I_0 è la portata in corrente del cavo (tabellato) in determinate condizioni di posa.

- Calcolo della massima caduta di tensione ammissibile per la conduttura.

Per il calcolo della caduta di tensione massima ammissibile per i cavi in corrente continua, si è tenuto conto della seguente formula:

$$\Delta V_{\%} = 200 * \frac{r * l * I}{V}$$

Dove:

- r è la resistenza unitaria del conduttore alla temperatura di lavoro dello stesso;
- l è la lunghezza della tratta di conduttura per cui si calcola la caduta di tensione;
- I è la corrente di cortocircuito di stringa che attraversa la conduttura, maggiorata del 25%;
- V è la tensione di stringa che coincide con la tensione di esercizio dell'impianto nella sezione in c.c.

Per il calcolo della caduta di tensione massima ammissibile per i cavi dei circuiti in corrente alternata, si è tenuto conto della seguente formula:

$$\Delta V_{\%} = 100 * \frac{\sqrt{3} * I * l}{V} * (r * \cos\varphi + x * \sin\varphi)$$

Dove:

- r è la resistenza unitaria del conduttore alla temperatura di lavoro dello stesso;
- x è la reattanza unitaria del conduttore;
- l è la lunghezza della tratta di condotta per cui si calcola la caduta di tensione;
- I è la corrente di impiego che attraversa i conduttori;
- V è la tensione primaria che coincide con la tensione di rete.

Un rapido strumento per l'individuazione della sezione della condotta sono le tabelle di posa per tipologie di cavi. Le tabelle utilizzate sono:

- IEC 448;
- IEC 364-5-523 (1983);
- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-30kV).

Esse, oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z\min} = \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_{z\ min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

6.3. Integrale di Joule

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

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

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 89
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 94

6.4. Dimensionamento dei conduttori di neutro

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, può avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm^2 ;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm^2 se il conduttore è in rame e a 25 mm^2

se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm^2 se conduttore in rame e 25 mm^2 se e conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_n = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

6.5. Dimensionamento dei conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

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

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione

non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm^2);
- I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3.

Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della condotta di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- $2,5 \text{ mm}^2$ rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm^2 o 16 mm^2 alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

E' possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:

- 25 mm^2 , se in rame;
- 35 mm^2 , se in alluminio;

6.6. Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$
$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

6.7. Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max_{f=R,S,T} \left(\left| \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right| \right)$$

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos\varphi + X_{cavo} \cdot \sin\varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $k_{cdt}=2$ per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in W/km. La $cdt(I_b)$ è la caduta di tensione alla corrente I_b e calcolata analogamente alla $cdt(I_b)$.

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e

alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

6.8. Tensione di collegamento alla rete elettrica

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto dell'utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI 11-25.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

Le principali caratteristiche del sistema elettrico relativo alla SSEU sono le seguenti:

- Frequenza nominale: 50 Hz;
- Tensione nominale del sistema A.T.: 150 kV;
- Tensione massima del sistema A.T.: 170 kV;
- Stato del neutro del sistema A.T.: franco a terra;
- Corrente nominale di guasto a terra del sistema A.T.: 31,5 kA;
- Durata del guasto a terra del sistema A.T.: 650 ms;
- Tensione nominale del sistema M.T.: 33 kV;
- Tensione massima del sistema M.T.: 36 kV;
- Stato del neutro del sistema M.T.: isolato;
- Corrente nominale di guasto a terra del sistema M.T.: 60,6 A;
- Durata del guasto a terra del sistema M.T.: 0,5 s.

In accordo con la norma CEI 11-1 le parti attive della sezione A.T. della Sottostazione elettrica rispetteranno le seguenti distanze:

- Distanza tra le fasi per le Sbarre e le apparecchiature: 2,2 m;
- Altezza minima dei conduttori: 4,5 m;
- Corrente nominale di cortocircuito delle sbarre: 31,5 kA.

6.9. Trasformatori

Per i trasformatori presenti nella rete, i dati di targa richiesti sono:

- Potenza nominale P_n (in kVA);
- Perdite di cortocircuito P_{cc} (in W);
- Tensione di cortocircuito v_{cc} (in %)
- Rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale I_{lr}/I_{rt} ;
- Rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- Tipo di collegamento;
- Tensione nominale del primario V_1 (in kV);
- Tensione nominale del secondario V_{02} (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto Z_{vot}/Z_{cct} vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in mW:

$$Z_d = |\dot{Z}_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$\begin{aligned}R_d &= R_{cct} \\X_d &= X_{cct}\end{aligned}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

6.10. Determinazione dei parametri sulle linee in media tensione

Si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);

- Corrente di corto circuito trifase massima, I_{kmax} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, $I_{k1ftmax}$ (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, I_{kmin} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, $I_{k1ftmin}$ (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{kmax}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

6.11. Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);

- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase terra (disimmetrico);
- guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti della utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo è condotto nelle seguenti condizioni:

- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2009 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dcavo} = \frac{R_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\Delta T \cdot 0.004)} \right)$$

dove DT è 50 o 70 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dcavo} = \frac{X_{cavo}}{1000} \cdot \frac{L_{cavo}}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{dsbarra} = \frac{R_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{L_{sbarra}}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{dsbarra} = \frac{X_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{L_{sbarra}}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cavoNeutro} &= R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoNeutro} \\ X_{0cavoNeutro} &= 3 \cdot X_{dcavo} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cavoPE} &= R_{dcavo} + 3 \cdot R_{dcavoPE} \\ X_{0cavoPE} &= 3 \cdot X_{dcavo} \end{aligned}$$

dove le resistenze $R_{dcavoNeutro}$ e $R_{dcavoPE}$ vengono calcolate come la R_{dcavo} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0sbarraNeutro} &= R_{dsbarra} + 3 \cdot R_{dsbarraNeutro} \\ X_{0sbarraNeutro} &= 3 \cdot X_{dsbarra} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0sbarraPE} &= R_{dsbarra} + 3 \cdot R_{dsbarraPE} \\ X_{0sbarraPE} &= 2 \cdot X_{anello_guasto} \end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in mW:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{dcavo} + R_{dmonte} \\ X_d &= X_{dcavo} + X_{dmonte} \\ R_{0Neutro} &= R_{0cavoNeutro} + R_{0monteNeutro} \\ X_{0Neutro} &= X_{0cavoNeutro} + X_{0monteNeutro} \\ R_{0PE} &= R_{0cavoPE} + R_{0montePE} \\ X_{0PE} &= X_{0cavoPE} + X_{0montePE} \end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra* a *cavo*.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mW) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1Neutr \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0Neutr})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0Neutr})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k \max}$, fase neutro $I_{k1Neutr \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in kA:

$$\begin{aligned} I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\ I_{k1Neutr \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Neutr \min}} \\ I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\ I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}} \end{aligned}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti (CEI 11-25 par. 9.1.1.):

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1Neutr} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1Neutr \max}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max}$$

$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \cdot \frac{R_d}{X_d}}$$

Vengono ora esposti i criteri di calcolo delle impedenze allo spunto dei motori sincroni ed asincroni, valori che sommati alle impedenze della linea forniscono le correnti di guasto che devono essere aggiunte a quelle dovute alla fornitura. Le formule sono tratte dalle norme CEI 11.25 (seconda edizione 2001).

Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI 11.25 par 2.5 per quanto riguarda:

- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione di 0.95 (tab. 1 della norma CEI 11-25);
- in media e alta tensione il fattore è pari a 1;
- guasti permanenti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto permanente.

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$R_{d_{\max}} = R_d \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{\max} - 20))$$

$$R_{0Neutro} = R_{0Neutro} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{max} - 20))$$

$$R_{0PE} = R_{0PE} \cdot (1 + 0.004 \cdot (T_{max} - 20))$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze minime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$I_{k \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}}$$

$$I_{k1Neutr \ o \ min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Neutr \ o \ max}}$$

$$I_{k1PE \ min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \ max}}$$

$$I_{k2 \ min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \ max}}$$

6.12. Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale della utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km \ max}$;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag \ max}$).

6.12.1. Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi,

in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

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

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - $I_{ccmax}^3 I_{inters max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters min}$.
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - $I_{cc max}^3 I_{inters max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e I_z dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

6.12.2. Verifica di selettività

E' verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

- Corrente I_a di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una

fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;

- Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;
- Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).
- Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).
- Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

6.13. Impianto di terra

6.13.1. Impianto di terra SSE Utente 150/33 kV

I dati principali di riferimento per il dimensionamento dell'impianto sono i seguenti:

- a) I_g (corrente di guasto monofase a terra): 31,5 kA - ipotesi cautelativa visto il valore di massima corrente di corto circuito trifase per la vicina stazione RTN di Matera (sezione a 150 kV), pari a 7,71 kA;
- b) C_g : 1 - tale valore tiene conto della parte di corrente che ritorna attraverso gli altri dispersori di produzione e di impianti elettrici in aree prossime;
- c) I_t : $I_g \times C_g$: 31,5 kA – corrente di guasto effettivamente dispersa;
- d) T_f : 0,5 sec – durata dell'evento di guasto;
- e) ρ : 50 Ωm – valore ipotizzato per la resistività elettrica del terreno in oggetto, costituito da “*depositi di argille siltose caratterizzate da un generale aumento della compattezza con la profondità*”, come riportato dalle analisi geologiche preliminari;

L'elaborato grafico relativo alla planimetria della rete di terra, riporta tutti i collegamenti del dispersore alle masse metalliche esterne ed ai collettori equipotenziali previsti all'interno dell'edificio.

Le maglie di terra di ciascuna stazione (elevazione e raccolta) sono considerate collegate tra di loro, ma, in via cautelativa, scollegate dalla SSE RTN di Terna.

6.13.1.1. Dati geometrici e scelte progettuali dell'impianto di terra

Il progetto è stato redatto in riferimento alle Norme CEI EN 50522, CEI EN 61936-1 e al testo unico sulla sicurezza di cui al D.Lgs 81/08 e s.m.i.

Al dispersore dovranno essere collegate tutte le parti metalliche (quali, ad esempio, le masse, le masse estranee e particolari punti dei sistemi elettrici) per le quali è prescritto dalle relative norme il collegamento a terra o che si ritenesse comunque opportuno mettere a terra. Tutte le strutture metalliche di sostegno delle apparecchiature AT, portali di amarro, e tutte le masse metalliche che possono costituire probabile elettrodo di eventuali archi fra le parti AT in tensione e massa saranno connesse alla maglia di terra della stazione con almeno due collegamenti corda di rame nuda da 125 mm² su due diversi lati di maglia stessa.

Il dispersore di terra è costituito essenzialmente da una maglia di conduttori in corda di rame nuda \varnothing 10,5 mm (sez. 63 mm²) posati a quota -0,8 minimo dal piano di calpestio finito; le reti di terra di SSE e SE Raccolta sono considerate un'unica area equipotenziale di forma rettangolare, avente i seguenti parametri caratteristici:

- Lato medio di magliatura - l: \approx 5 m
- Lato lungo del rettangolo equivalente - La: 163 m
- Lato corto della rete - Lb: 85 m
- Profondità di posa della maglia - h: 0,8 m
- Perimetro del quadrilatero - P: \approx 495
- Area coperta dalla griglia - A: \approx 9000 m²
- Angoli interni del quadrilatero - α : $<$ 90°
- Sviluppo totale del conduttore interrato - L: \approx 3000 m
- Conduttore maglia disperdente in rame nudo - Φ_m : 10,5 mm
- Conduttore derivazioni in rame nudo - Φ_d : 14,7 mm

Il conduttore di terra sarà posato su terreno con resistività ipotizzata pari a 50 Ω ·m, alla profondità di 0,8 m minimo dal piano 0,00 di riferimento della SSE; il manto superiore dei piazzali sarà costituito da uno strato di circa 15/20 cm di ghiaia avente resistività di 3000 Ω ·m oppure da 10 cm di asfalto o conglomerato cementizio, materiali aventi una resistività \geq 4000 Ω ·m, sulle superfici di transito automezzi.

Come scelta progettuale si è anche tenuto conto (cautelativamente) che le armature di tutte le opere in c.a. all'interno della stazione elettrica siano disconnesse dalla maglia di terra principale.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i

problemi di compatibilità elettromagnetica. Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati. Le modalità di giunzione dovranno essere particolarmente curate al fine di evitare indesiderati fenomeni di corrosione; in particolare dovranno essere curate le giunzioni acciaio – rame con capicorda stagnati.

6.13.1.2. Valutazione della corrente di terra

La corrente di guasto a terra da considerare per la verifica di dimensionamento del nuovo dispersore di terra è la massima corrente che, in relazione al tipo di esercizio della rete elettrica, l'impianto può essere chiamato a disperdere.

La corrente di corto circuito omopolare nell'impianto è quella richiamata nei dati di riferimento di cui al punto c) del par.6. Questi valori dovranno essere verificati ed adeguati eventualmente a seguito della comunicazione ufficiale degli stessi da parte del distributore.

6.13.1.3. Tempo di eliminazione del guasto

Il guasto a terra si ritiene venga eliminato per quanto riguarda il sistema 150 KV dalle apparecchiature di protezione e di interruzione della porzione di circuito interessata dal guasto stesso.

L'intervento delle apparecchiature di protezione e interruzione delle linee 150 KV si ritiene predisposto per l'eliminazione entro 0,5 secondi in assenza della richiusura.

Questi valori dovranno essere verificati ed adeguati eventualmente a seguito della comunicazione ufficiale degli stessi da parte del distributore.

6.13.1.4. Verifica di massima del dimensionamento

Per la valutazione del dimensionamento della rete di terra e per la verifica dei limiti normativi si impiegano le seguenti formule descritte nella guida IEEE Std 80-2000:

La resistenza di terra della griglia è data da:

$$R_G = \rho * \left[\frac{1}{L} * \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

La tensione totale di terra è:

$$V_T = R_G * I_G$$

Il numero effettivo di conduttori paralleli

$$n = n_a + n_b + n_c + n_d$$

$$n_a = 2 * \frac{L}{P}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4 * \sqrt{A}}}$$

Considerando che la griglia sia di forma rettangolare risulta $n_c=1$ e $n_d=1$

I fattori k_i k_{ii} tengono conto della geometria della maglia e sono dati da:

$$k_i = 0.644 + 0.148 * n$$

Per una maglia di terra senza dispersori verticali lungo la periferia:

$$k_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{\frac{2}{n}}}$$

Il fattore correttivo k_h tiene conto della profondità della maglia e risulta:

$$k_h = \sqrt{1 + h}$$

Il fattore geometrico k_m è:

$$k_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left\{ \ln * \left[\frac{l^2}{16 * h * \emptyset} + \frac{(l + 2 * h)^2}{8 * l * \emptyset} - \frac{h}{4 * \emptyset} \right] + \frac{k_{ii}}{k_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right\}$$

La tensione di contatto massima all'interno delle maglie della griglia è data da:

$$E_m = \frac{\rho * I * k_m * k_i}{L}$$

Si suppone che la tensione di passo massima E_p sia massima lungo la diagonale a partire dall'angolo più estremo della maglia (a distanza di 1 m).

La tensione di passo risulta da:

$$E_p = \frac{\rho * I * k_p * k_i}{0.75 * L}$$

Il fattore di correzione k_p è dato da:

$$k_p = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{l + h} + \frac{1}{l} * (1 - 0,5^{(n-2)}) \right]$$

Applicando alle medesime formule i corrispondenti valori numerici si ottengono i seguenti risultati:

RG = 0.279 Ω - VT = 5586 V - n = 21.79 - k_i = 3.868 - k_{ii} = 0.707 - k_h = 1.3416 - k_m = 0.610 - k_p = 0.318

La tensione di contatto massima all'interno della maglia risulta: $E_m = 940 \text{ V}$

La tensione di passo massima risulta: $E_p = 662 \text{ V}$

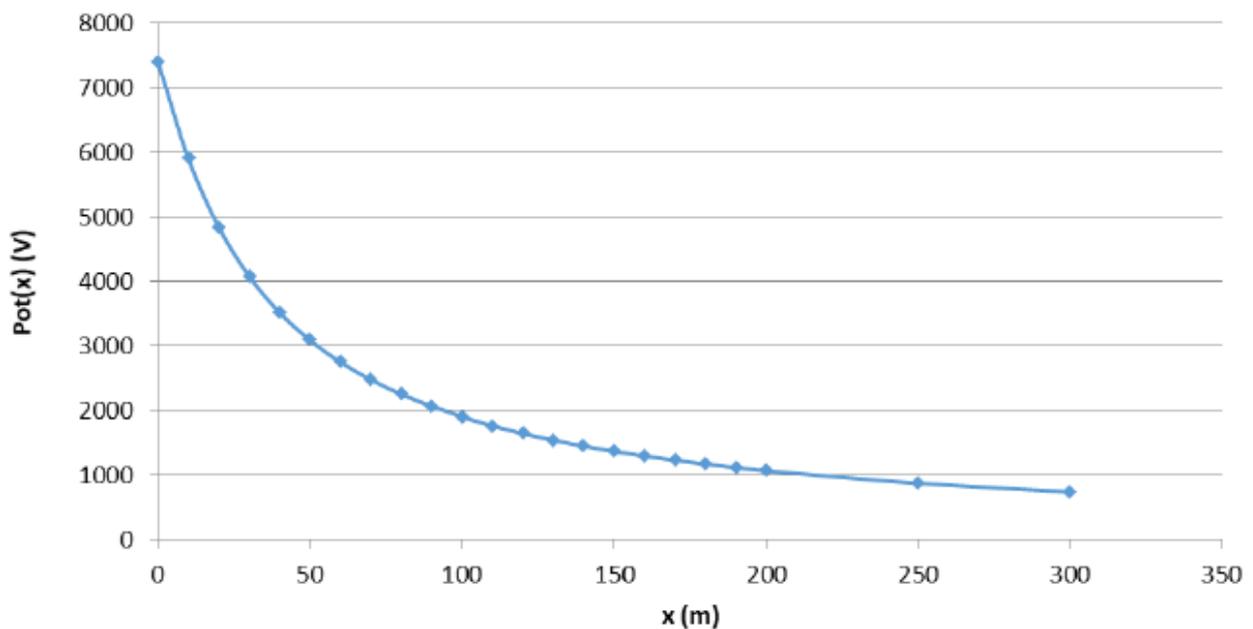
L'andamento del potenziale nella periferia esterna all'anello perimetrale della maglia di terra può essere valutato con la formula:

$$Pot(x) = V_T * \frac{2}{\pi} * a * \sin\left(\frac{\sqrt{A}}{2 * x + \sqrt{A}}\right) * V$$

ed è rappresentato nelle successive figure, dove x è la distanza dall'anello perimetrale della maglia di terra.

Si è approssimata la griglia di terra alla forma rettangolare con area $A = 7200 \text{ m}^2$.

Andamento del Potenziale nella periferia dell'anello perimetrale



6.13.1.5. Condizioni per il rispetto delle tensioni di contatto ammissibili

Secondo la norma CEI EN 50500, essendo l'accesso alla stazione limitato alle persone autorizzate, per il calcolo della tensione di contatto ammissibile possono essere prese in considerazione le resistenze addizionali.

Considerando lo strato superficiale di ghiaia avente resistività $\rho_s = 3000 \Omega \cdot \text{m}$, come descritto nel paragrafo 6, si può considerare una resistenza addizionale di:

$$R_a = 1.5 \cdot \rho_s = 4500 \Omega \text{ (secondo CEI EN 50522 allegato C)}$$

L'impedenza totale del corpo vale $Z_b = 1400 \Omega$ (CEI EN 50522) e la tensione di contatto ammissibile senza resistenze aggiuntive U_{Tp} vale 240V (vedere figura successiva per $t = 0.5$ s, tratta da CEI EN 50522).

La tensione di contatto ammissibile nelle condizioni considerate risulta quindi:

$$U_{STp} = U_{Tp} * \left(1 + \frac{R_a}{Z_b}\right) = 240 * \left(1 + \frac{4500}{1400}\right) = 1011V$$

I seguenti valori di tensione:

di contatto $E_m = 940$ V e di passo $E_p = 662$ V

calcolate nel paragrafo 9, risultano quindi inferiori alla tensione di contatto (U_{STp}) ammessa dalle norme CEI EN 50522. L'uso di calzature all'interno del recinto da maggiori garanzie a questo riguardo.

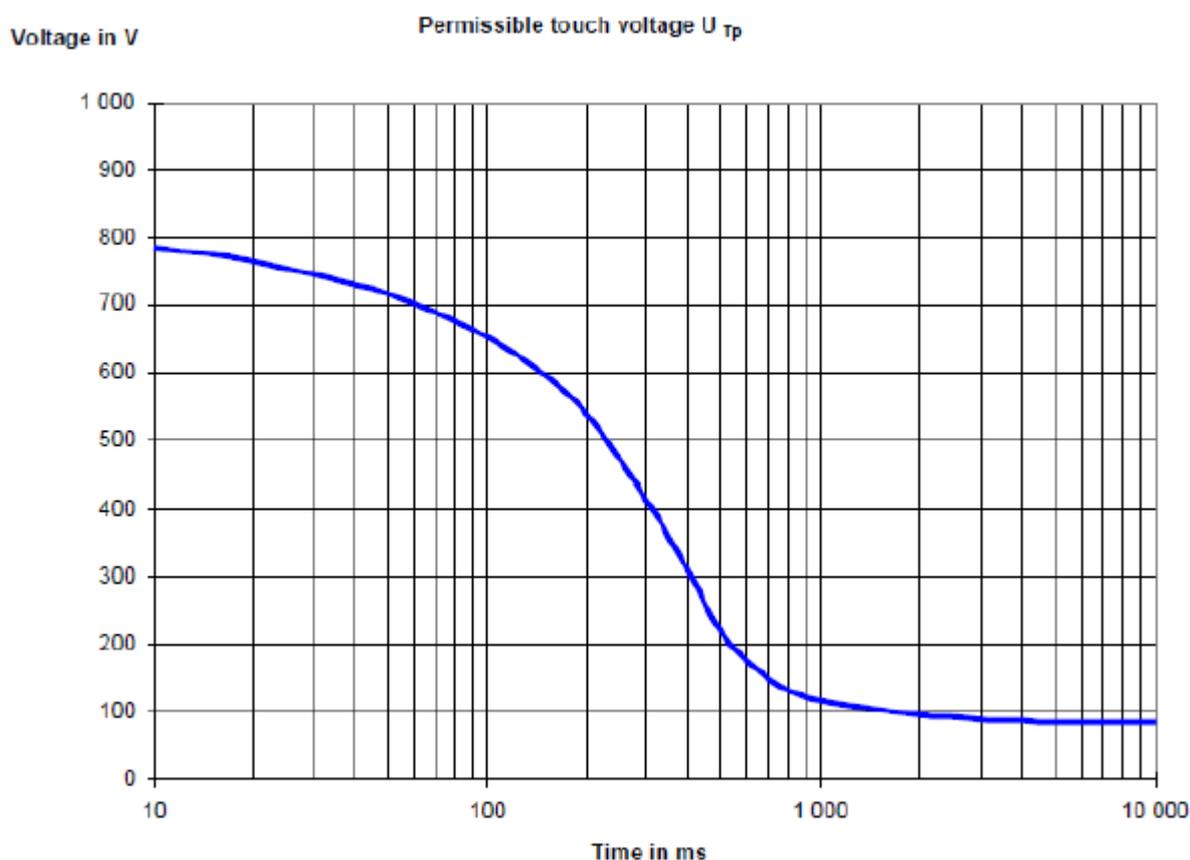


Figura 3 – Tensioni di contatto ammissibili per correnti di durata limitata (norma CEI EN 50522, fig.9.1)

6.13.1.6. Verifica sezione conduttori di terra e dispersori

La sezione minima dei conduttori che devono portare la totale corrente di guasto risulta, anche nel caso di

una sola via:

$$A = \frac{I}{K} * \sqrt{\frac{t}{\ln * \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}}}$$

ove per il rame:

$K = 226 \text{ A mm}^{-2} \text{ s}^{1/2}$ (per una temperatura iniziale di 20°C, secondo CEI EN 50522 allegato B)

$\beta = 234.5 \text{ °C}$ (per una temperatura iniziale di 20°C, secondo CEI EN 50522 allegato B)

$t = 0.5\text{s}$ è la durata in secondi della corrente di guasto

$\theta_i = 20\text{°C}$

$\theta_f = 400\text{°C}$ per la maglia di terra (secondo CEI 11.37 par. 12.7)

$\theta_f = 200\text{°C}$ per i conduttori di terra (secondo CEI 11.26 tabella 6)

$I = 31.5 \text{ kA}$ corrente di guasto

Si ottiene quindi per i conduttori di terra: $A = 135 \text{ mm}^2$

Ciascuna struttura è collegata alla rete di terra con almeno due conduttori di terra, pertanto si può assumere che la corrente si ripartisca al 50% nei due conduttori di terra. Quindi la sezione minima dei conduttori di terra è sufficiente abbia valore metà, ossia 67,5 mmq avendo ciascuna derivazione di collegamento alle apparecchiature almeno due vie.

Per la maglia di terra si ottiene: $A = 103 \text{ mm}^2$

Poiché ciascuna struttura è collegata alla rete di terra con almeno due conduttori di terra e ciascun conduttore di terra è collegato alla rete di terra con una connessione a "T" si può assumere che la corrente si ripartisca al 50 % nei due conduttori di terra e al 50 % nel conduttore costituente il dispersore. Quindi la sezione minima dei conduttori della maglia di terra è sufficiente abbia valore 1/4, ossia 25,7 mmq.

Le sezioni scelte per il conduttore della maglia disperdente (Cu \varnothing 10,5mm) pari a 63 mm² e per i collegamenti alle apparecchiature (Cu \varnothing 14,7) pari a 125 mm² sono superiori ai valori sopra calcolati e quindi la verifica è positiva.

6.13.1.7. Prescrizioni aggiuntive

Pur essendo rinviato alla campagna di misure delle tensioni di passo e contatto sull'area dell'intero impianto di terra delle stazioni in questione ed all'esterno di esse nelle immediate vicinanze delle recinzioni ogni valutazione di idoneità dell'impianto riguardante la sottostazione, si danno nel seguito alcune prescrizioni e indicazioni aggiuntive utili anche in caso di futuri incrementi della corrente di guasto a terra.

- Utilizzare per i profilati dei cunicoli e la loro copertura materiali isolanti come vetroresina e non utilizzare chiusini metallici nei pozzetti degli impianti elettrici e di displuvio acque meteoriche. Si possono utilizzare chiusini in ghisa solo nelle aree asfaltate.

- Utilizzare per il fabbricato infissi (porte e finestre) in materiali preferibilmente isolanti come il PVC o verniciati;
- Collegare a terra in più parti le passerelle e gli involucri metallici;
- Verificare la necessità di separare galvanicamente i collegamenti delle linee telefoniche che escono dalla cabina e dallo stabilimento;
- Interrompere la continuità metallica di eventuali tubazioni di acquedotti, metanodotti, profilati metallici di cunicoli qualora uscenti dalla maglia equipotenziale;
- Utilizzare recinzioni in materiale isolante;
- Per i cavi MT uscenti dalla SSE considerare la condizione di messa a terra degli schermi ai due estremi e la necessità di eventuali giunti di isolamento;
- Collegare al dispersore principale i ferri d'armatura dei conglomerati cementizi degli edifici; per eseguire una buona continuità elettrica i ferri devono essere accuratamente legati fra loro secondo le regole dell'arte edile ed eseguire di tanto in tanto qualche saldatura in modo particolare fra i ferri delle strutture orizzontali (platee, travi, solette, coperture, ecc.) ed i ferri delle strutture verticali;
- Valutare gli interventi necessari per la presenza di cancelli di ingresso in prossimità del bordo esterno della maglia disperdente in particolare se comandato elettricamente e completo di aprì porta, videocitofono, illuminazione, ecc.
- Qualora lungo il perimetro esterno del dispersore (nelle aree prossima alla nuova recinzione da realizzare) la tensione di passo e di contatto supera il valore ammissibile indicato dalla normativa si dovrà procedere all'apposizione di nuovi picchetti disperdenti della dimensione minima di ml 1,5 e posti in corrispondenza dei nodi di maglia nel numero di uno ogni 20 ml di recinzione;
- Valutazione di eventuali influenze tra le reti di terra della SSE TERNA e quella di Enel Distribuzione.

6.13.2 Impianto di terra impianto fotovoltaico

Il sistema elettrico dell'impianto è da considerarsi come un sistema in cui il neutro è esercito secondo la tipologia TN, in quanto l'impianto di terra è unico tra media tensione e bassa tensione ed, inoltre, ad esso è collegato il neutro di quest'ultima (Norma CEI 64-8).

In tale tipo di sistema, l'impianto utilizzatore deve avere un impianto di terra unico, a cui vanno collegate sia le messe a terra di protezione che quelle di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori, oltre che i limitatori di tensione dell'impianto e i sistemi di protezione contro le scariche atmosferiche e contro l'accumulo di cariche elettrostatiche.

In relazione alla norma CEI 11-1 in vigore, relativa agli impianti utilizzatori a tensione nominale maggiore di 1000 V dotati di propria cabina di trasformazione, il valore della resistenza dell'impianto

di terra deve essere tale che non si verifichino tensioni di contatto e di passo pericolose per le persone. Ovvero deve essere tale da disperdere la corrente di guasto a terra in media tensione.

La corrente di guasto monofase a terra è la massima corrente che fluisce verso terra in occasione di un guasto su sistema con tensione di esercizio superiore a 1000 V. Nel dimensionamento della rete di terra si è fatto riferimento alla norma CEI 11-1, considerando la *corrente convenzionale di guasto a terra* I_{FC} pari alla corrente I_E .

Imponendo che la tensione di terra non superi quella di contatto ammissibile U_{TP} in corrispondenza del tempo di eliminazione del guasto T_f , otteniamo il valore limite della resistenza di terra che il dispersore non deve superare:

$$R_E \leq \frac{U_{TP}}{I_F}$$

6.14. Protezione dai contatti diretti

I sistemi di protezione previsti sono l'isolamento delle parti attive e l'uso di involucri con grado di protezione contro il contatto diretto non inferiore a IP2XD.

Per la sezione in media tensione l'accesso alle parti in tensione è impedito dai blocchi a chiave di cui sono dotate le celle contenenti le varie apparecchiature.

I locali in cui sono posti i trasformatori MT/bt e il trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari sono separati dai locali inverter e quadri mediante pannelli coibentati. L'accesso a tali locali è inibito da un apposito interblocco a chiave inanellato/coordinato con il sezionatore di terra del quadro di media tensione.

Per i circuiti delle prese di servizio e dell'illuminamento dei locali tecnici è stata prevista una protezione aggiuntiva mediante interruttore differenziale ad alta sensibilità (30 mA).

6.15. Protezione dai contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti viene realizzata mediante l'interruzione del circuito di guasto, e di conseguenza l'estinzione delle correnti di guasto, mediante interruttori differenziali e di massima corrente secondo la relazione:

$$Z_S * I_a = U_0$$

Dove:

- Z_S è l'impedenza dell'anello di guasto (le correnti di guasto si richiudono tramite i conduttori di protezione senza interessare il dispersore di terra);

- U_0 è il valore efficace della tensione di fase;
- I_a è la corrente di intervento che può essere la corrente differenziale nominale per gli interruttori differenziali o la corrente che provoca l'apertura automatica del dispositivo di protezione entro il tempo prestabilito per gli interruttori di massima corrente e fusibili.

7. Progetto di impianto e scelta dei componenti elettrici

7.1.1. Stazione elettrica di trasformazione utente AT/MT

Le principali caratteristiche del sistema elettrico relativo alla SSEU sono le seguenti:

- Frequenza nominale: 50 Hz;
- Tensione nominale del sistema A.T.: 150 kV;
- Tensione massima del sistema A.T.: 170 kV;
- Stato del neutro del sistema A.T.: franco a terra;
- Corrente nominale di guasto a terra del sistema A.T.: 31,5 kA;
- Durata del guasto a terra del sistema A.T.: 650 ms;
- Tensione nominale del sistema M.T.: 33 kV;
- Tensione massima del sistema M.T.: 36 kV;
- Stato del neutro del sistema M.T.: isolato;
- Corrente nominale di guasto a terra del sistema M.T.: 60,6 A;
- Durata del guasto a terra del sistema M.T.: 0,5 s.

In accordo con la norma CEI 11-1 le parti attive della sezione A.T. della Sottostazione elettrica rispetteranno le seguenti distanze:

- Distanza tra le fasi per le Sbarre e le apparecchiature: 2,2 m;
- Altezza minima dei conduttori: 4,5 m;
- Corrente nominale di cortocircuito delle sbarre: 31,5 kA.

Il dimensionamento geometrico degli impianti, ai fini dell'esercizio e della manutenzione, risponde ai requisiti dettati dalla Norma CEI 11-1 *"Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata"* e dalla Specifica ING STAZ RTN 01 e s.m.i. di TERNA S.p.A.. Esso in particolare garantisce:

- la possibilità di circolazione delle persone in condizioni di sicurezza su tutta la superficie della Sottostazione;
- la possibilità di circolazione dei mezzi meccanici per le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, grazie alla viabilità ed alle aree di manovra presenti nell'area interna come riportato nell'apposito elaborato;

Per l'alloggiamento delle apparecchiature di protezione e controllo, per i quadri dei servizi ausiliari di Sottostazione, per le telecomunicazioni e i quadri di sezionamento delle linee M.T., è prevista la realizzazione di un edificio adibito ad ospitare i vari locali tecnici, posizionato all'interno della SSE Utente.

La parte A.T. a 150 kV della Sottostazione prevede:

- n. 1 modulo arrivo linea in cavo isolato in aria a 170 kV;
- n. 1 trasformatore 150/33 kV da 50 MVA – YNd11 ONAN/ONAF;

- n. 6 scaricatori di sovratensione a 150 kV per livello di isolamento 750 kV;
- n. 6 Trasformatori di tensione induttivi 150 kV
- n. 3 Trasformatori di corrente a 150 kV;
- n. 1 sezionatori tripolari orizzontali a 170 kV con lame di messa a terra;
- n.1 interruttore tripolare per esterno 150 kV in SF6-2000 A, 31,5 kA equipaggiato con comandi unipolari.

SEZIONATORI

I sezionatori saranno conformi alla Specifica RQUPSEAT01 rev. 04 e s.m.i. di TERNA S.p.A..

In particolare i sezionatori, del tipo per installazione all'esterno, saranno provvisti sia di meccanismi di manovra a motore, sia manuali. I sezionatori saranno corredati da un armadio unico per i tre poli e saranno predisposti per l'interfacciamento con il Sistema di Protezione e Controllo della Sottostazione (comandi, segnali e alimentazioni).

L'armadio dedicato all'interfacciamento con il Sistema di Comando e Controllo della Sottostazione conterrà un commutatore di scelta servizio che può assumere tre posizioni (Servizio/Prova/Manuale), che abilitano rispettivamente i comandi remoti, quelli locali (tramite i pulsanti di chiusura/apertura posti negli armadi di comando) e le operazioni manuali (tramite apposita manovella o leva di manovra).

Per i sezionatori combinati con sezionatori di terra, saranno previsti armadi separati per ciascun apparecchio. Tutti i comandi saranno condizionati da un consenso elettrico "liceità manovra" proveniente dall'esterno.

La manovra manuale sarà subordinata allo stato attivo di un Dispositivo Elettromeccanico di Consenso, attivo nella posizione "Manuale" del commutatore di scelta servizio, quando presente il consenso di "liceità manovra" proveniente dall'esterno.

I sezionatori combinati con sezionatori di terra saranno dotati di un dispositivo di interblocco meccanico diretto che consente la manovra del sezionatore di terra solo con sezionatore aperto e la manovra del sezionatore solo con sezionatore di terra aperto.

La rilevazione della posizione dei contatti principali dei sezionatori sarà fatta polo per polo per i sezionatori con comandi unipolari, mentre per quelli a comando tripolare sarà unica.

I sezionatori da installare saranno:

- n. 1 Sezionatore tripolare orizzontale con MAT Tipo : Y21/2 – 170 kV – 2000 A – 31,5 Ka – 56 kg/m3.

TRASFORMATORI DI CORRENTE – TA:

I trasformatori di corrente, del tipo per installazione all'esterno, saranno conformi alla Specifica INGTA00001 e s.m.i. di TERNA S.p.A.. In particolare i TA saranno, di norma, del tipo con isolamento in SF6. La medesima tipologia di TA sarà utilizzata sia per la protezione sia per le misure con la differenza che le apparecchiature per le misure di carattere fiscale saranno dedicate unicamente a questa funzione.

I trasformatori di corrente da installare saranno:

- n. 3 Trasformatori amperometrici Tipo: LY38/6-P 400-800-1600/5-5A 170 kV.

TRASFORMATORI DI TENSIONE INDUTTIVI – TVI:

I trasformatori di tensione di tipo induttivo, per installazione all'esterno, saranno conformi alla Specifica TINZPU0000Y244 e s.m.i. di TERNA S.p.A.. L'olio dielettrico contenuto al loro interno sarà del tipo biodegradabile e compatibile con l'ambiente.

Sul sostegno dei TVI sarà prevista un'apposita cassetta di interfacciamento con il Sistema di Protezione e Controllo della Sottostazione, contenente gli interruttori automatici preposti alla protezione degli avvolgimenti secondari.

I trasformatori di tensione induttivi da installare saranno:

- n. 6 Trasformatori di tensione induttivi Tipo : TVI 150 kV.

INTERRUTTORE 170 kV:

Gli interruttori saranno conformi alla Specifica INGINT0001 e s.m.i. di TERNA S.p.A.. In particolare gli interruttori, i cui comandi devono essere unipolari (linee), saranno dotati di:

- n. 1 circuito di chiusura a lancio di tensione tripolare;
- n. 2 circuiti di apertura a lancio di tensione unipolari, tra loro meccanicamente e elettricamente indipendenti;
- n. 1 circuito di apertura a mancanza di tensione (opzionale).

Il ciclo di operazioni nominali deve essere: O-0,3 s - CO-1 min - CO.

Saranno provvisti di blocco della chiusura e blocco della apertura o, in alternativa, l'apertura automatica con blocco in aperto, in funzione dei livelli delle grandezze controllate relative ai fluidi di manovra e d'interruzione.

La "massima non contemporaneità tra i poli in chiusura" sarà $\leq 5,0$ ms. La "massima non contemporaneità tra i poli in apertura" sarà $\leq 3,3$ ms. La "massima non contemporaneità tra gli elementi di uno stesso polo" sarà $\leq 2,5$ ms.

Gli interruttori saranno comandabili sia localmente (prova), sia a distanza (servizio), tramite commutatore di scelta del servizio a chiave (servizio e prova). I pulsanti di comando di chiusura/apertura locali (manovre tripolari) saranno posti all'interno dell'armadio di comando.

L'interruttore da installare sarà:

- n. 1 Interruttore : Y 3/4-P Comando unipolare 2000 A 170 kV 31,5 kA 80 kA.

SCARICATORI DI SOVRATENSIONE:

Gli scaricatori saranno conformi alla Specifica TSUPMOSA01 rev.00 e s.m.i. di TERNA S.p.A.. I dispositivi omopolari saranno posti a protezione del cavo di collegamento con lo stallo all'interno della Stazione Elettrica

a protezione del trasformatore. I dispositivi dovranno essere efficacemente collegati all'impianto di terra di Stazione in almeno 2 punti con conduttore in corda di rame da 125 mm².

Gli scaricatori da installare saranno:

- n. 6 Scaricatori: Y 59 – 170 kV Corrente nominale scarica 10 kA.

SOSTEGNI PER APPARECCHIATURE A.T. E TERMINALI CAVI 150 kV:

I sostegni dei componenti e delle apparecchiature saranno conformi alle Specifiche di cui al Progetto Unificato TERNA. In particolare gli stessi saranno di tipo tubolare o di tipo tralicciato. Il tipo tubolare sarà utilizzato per la realizzazione dei sostegni delle apparecchiature A.T., delle Sbarre e degli isolatori per i collegamenti in A.T., mentre il tipo tralicciato sarà utilizzato per i sostegni di ingresso delle linee A.T..

I sostegni a portale saranno realizzati con strutture tralicciate formate da profilati aperti del tipo a "L" ed a "T", collegati fra loro mediante giunzioni bullonate. I collegamenti saldati tra le diverse membrature saranno ridotti al minimo indispensabile. Non saranno realizzate aste mediante saldature di testa di due spezzoni.

I sostegni saranno completi di tutti gli accessori necessari e saranno predisposti per il loro collegamento alla rete di terra di stazione.

Tutte le elaborazioni grafiche e i riferimenti di progetto delle Opere di Utenza sono presenti nel fascicolo G4KMY67_Conessioni – G4KMY67_ImpiantiDiUtenza.

7.1.2. Impianto di terra

L'impianto di terra sarà costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame ed è dimensionato termicamente per la corrente di guasto prevista, per una durata di 0,5 s.

Il lato di maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1. Nei punti sottoposti ad un maggior gradiente di potenziale (TA, TV, angoli di Sottostazione) le dimensioni delle maglie saranno opportunamente ridotte.

In particolare, l'impianto sarà costituito mediamente da maglie aventi lato di 5 m salvo diverse esigenze e particolari realizzativi. Le apparecchiature e le strutture metalliche di sostegno saranno connesse all'impianto di terra mediante opportuni conduttori di rame, il cui numero varia da 2 a 4 in funzione della tipologia del componente connesso a terra.

Per non creare punti con forti gradienti di potenziale si è fatto in modo, per quanto possibile, che il conduttore periferico non presenti raggio di curvatura inferiore a 8 m.

Si precisa comunque che, ad opera ultimata, le tensioni di passo e di contatto saranno rilevate sperimentalmente.

La rete di terra sarà costituita da conduttori in corda di rame nudo di diametro 10,5 mm (sezione 63 mm²) interrati ad una profondità di 0,80 m, aventi le seguenti caratteristiche:

- buona resistenza alla corrosione per una grande varietà di terreni;
- comportamento meccanico adeguato;
- bassa resistività, anche a frequenze elevate;
- bassa resistenza di contatto nei collegamenti.

I conduttori di terra che collegano al dispersore le strutture metalliche, saranno in rame di sezione 125 mm² collegati a due lati di maglia. I TA, i TV ed i tralicci arrivo cavo saranno collegati alla rete di terra mediante quattro conduttori di rame sempre di sezione 125 mm², allo scopo di ridurre i disturbi elettromagnetici nelle apparecchiature di protezione e di controllo, specialmente in presenza di correnti ad alta frequenza.

I conduttori di rame saranno collegati tra loro con dei morsetti a compressione in rame. Il collegamento ai sostegni sarà realizzato mediante capicorda e bulloni.

La messa a terra degli edifici sarà realizzata mediante un anello perimetrale di corda di rame da 125 mm² dal quale partono le cime emergenti che saranno portate nei vari locali, come indicato nella Specifica TINSPUADS010000 e s.m.i. di TERNA S.p.A..

Alla rete di terra saranno collegati anche i ferri di armatura dell'edificio, delle fondazioni dei chioschi e dei cunicoli, quando questi saranno gettati in opera; il collegamento sarà effettuato mediante corda di rame da 63 mm² collegata ai ferri dell'armatura di fondazione per mezzo di saldatura alluminio-termica.

7.1.3. Trasformatori AT/MT

Sarà installato n. 1 Trasformatore A.T./M.T. 150/33 kV necessario per la trasformazione del livello di tensione di raccolta dell'energia dell'impianto fotovoltaico (33 kV) al livello di tensione della Stazione elettrica RTN (150 kV).

Tale trasformatore A.T./M.T. sarà di taglia 50 MVA ONAN/ONAF e sarà conforme alle norme di prodotto richiamate nella Specifica RQUPTRAFO1 del 28/02/2003 e s.m.i. di TERNA S.p.A..

7.1.4. Vie cavi

I cunicoli per cavetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV saranno carrabili con resistenza di 5000 daN.

Tali coperture saranno dimensionate per garantire le seguenti prestazioni:

- carico di rottura a flessione a 20°C con carico in mezzera e distanza tra gli appoggi di 500 mm >15.000 daN;
- freccia massima ≤ 5 mm con carico concentrato di 5000 daN in mezzera e distanza tra gli appoggi di 500 mm.

7.1.5. Tubazioni per cavi

Le tubazioni per cavi M.T. o B.T. saranno in PVC, serie pesante, rinfiacati con calcestruzzo. I percorsi per i collegamenti in Fibra Ottica saranno definiti in sede di progettazione esecutiva.

7.1.6. Pozzetti

Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti i pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni.

I pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, o prefabbricati, saranno con coperture in PRFV carrabili con resistenza di 5000 daN, aventi caratteristiche analoghe a quelle dei cunicoli.

7.1.7. Edificio

L'edificio integrato è stato adeguatamente dimensionato per contenere i quadri di comando e controllo della Sottostazione, gli apparati di teleoperazione e di teletrasmissione, le batterie, i quadri M.T. e B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari, i quadri per l'arrivo delle linee M.T. dall'impianto fotovoltaico. La costruzione potrà essere realizzata con manufatti prefabbricati o sarà di tipo tradizionale con struttura in calcestruzzo armato e tamponature in muratura di laterizio o materiale equivalente, rivestite con intonaco. La copertura a tetto piano sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

L'edificio sarà su un unico piano ed è prevista la presenza di postazioni di lavoro per il personale preposto all'esercizio e manutenzione.

7.1.8. Servizi ausiliari

7.1.8.1. Caratteristiche generali

I Servizi Ausiliari (S.A.) sono tutti quegli impianti elettrici in M.T. e in B.T. in corrente alternata e corrente continua necessari per il corretto funzionamento dell'impianto A.T..

Conformemente a quanto previsto dal progetto standard TERNA, sarà utilizzata una soluzione impiantistica di tipo "ridotto", che prevede di accorpate utenze dello stesso tipo con conseguente riduzione dei pannelli dei quadri di distribuzione c.a. e c.c..

Per l'alimentazione dei S.A. di Sottostazione sarà prevista almeno una fonte principale in grado di alimentare tutte le utenze della Sottostazione, sia quelle necessarie al funzionamento che quelle accessorie. Sarà prevista inoltre una seconda alimentazione, detta alimentazione di emergenza, in grado di alimentare tutte le utenze. Un sistema di commutazione automatica posto sul quadro di distribuzione in c.a. provvederà ad inserire la fonte di alimentazione disponibile. In caso di mancanza dell'alimentazione principale, sarà inserita l'alimentazione di emergenza. Le principali utenze in corrente alternata dei S.A. saranno:

- apparecchiature A.T.:
- scaldiglie;

- quadri di controllo;
- sistema di protezione comando e controllo;
- quadri principali dei servizi generali degli edifici:
- impianti di illuminazione interna ed esterna;
- impianti prese Forza Motrice;
- illuminazione esterna;
- quadri principali dei servizi tecnologici:
- impianto telefonico;
- impianto antintrusione;
- automazione cancello;
- rilevazione incendi;
- riscaldamento e condizionamento.

Per l'alimentazione dei S.A. in corrente continua sarà previsto un doppio sistema di alimentazione raddrizzatore e batteria tampone.

In caso di mancanza della sorgente alternata, la capacità della batteria sarà tale da assicurare il corretto funzionamento dei circuiti alimentati per il tempo necessario affinché il personale di manutenzione possa intervenire, e comunque per un tempo non inferiore a 4 ore.

Le principali utenze in corrente continua saranno:

- sistema di protezioni elettriche dell'impianto A.T.;
- quadri del sistema di comando e controllo delle apparecchiature;
- quadri di misura;
- motori di manovra dei sezionatori;
- apparecchiature di diagnostica.

7.1.8.2. Collegamenti in cavo

Le caratteristiche tecniche, i materiali ed i metodi di prova relativi a tutti i cavi M.T. e i cavi B.T. per circuiti di potenza e controllo, cavi unipolari per cablaggi interni dei quadri, e per impianti luce e f.m. saranno rispondenti alle Norme CEI e tabelle CEI UNEL di riferimento.

I cavi per i collegamenti interni agli edifici saranno del tipo non propaganti l'incendio, secondo quanto indicato dalla Norma CEI 20-22, e a basso sviluppo di gas tossici e corrosivi, secondo quanto indicato dalla Norma CEI 20-37, mentre quelli per i collegamenti verso le apparecchiature esterne saranno solo del tipo non propaganti l'incendio. I cavi di comando e controllo saranno di tipo schermato, con lo schermo opportunamente collegato a terra.

Il dimensionamento dei sistemi di distribuzione in c.a. e c.c. sarà effettuato secondo la normativa vigente (in particolare la CEI 64-8), con riferimento alle caratteristiche dei carichi, alle condizioni di posa ed alle cadute di tensione ammesse.

7.1.8.3. Principali componenti dell'impianto ausiliario

Lo schema di alimentazione dei S.A. in c.a. prevede:

- n. 1 linea M.T. di alimentazione, allacciate ad una cabina primaria rialimentabile in 4 ore;
- n. 1 trasformatore M.T./B.T. da 100 kVA;
- n. 1 quadro M.T. del tipo protetto che farà capo a una linea di alimentazione ed un trasformatore M.T./B.T.;
- n.1 quadro con interruttore conforme alla norma CEI 0-16 e alla specifica ENEL DK5740;
- n. 1 gruppo elettrogeno (G.E.) conforme alla Specifica TINSPULV050100 e s.m.i. di TERNA S.p.A. con un'autonomia non inferiore a 10 ore e opportunamente dimensionato in funzione delle dimensioni dell'impianto e dei carichi delle apparecchiature e comunque non inferiore a 100 kW. Il G.E. sarà munito di serbatoio di servizio con capacità di 120 litri e di un serbatoio di stoccaggio con capacità definita in funzione delle caratteristiche del G.E. e comunque non inferiore a 3000 litri;
- n. 1 quadro B.T. ("M") di distribuzione conforme alla Specifica TINSPULV009300 e s.m.i. di TERNA S.p.A. opportunamente dimensionato, prevedendo gli adattamenti necessari alle effettive esigenze di impianto. Sarà costituito da due semiquadri le cui sbarre saranno collegabili fra loro tramite cavo e interruttori congiuntori, in modo da costituire elettricamente un'unica sbarra.

7.1.9. Sistema di protezione comando e controllo (SPCC)

7.1.9.1. Caratteristiche generali

Il sistema si basa su tecnologia a microprocessore programmabile, al fine di permettere il facile aggiornamento dei parametri, applicazioni ed espansioni degli elementi dell'architettura.

I componenti del sistema costituiscono i "moduli" che permettono di realizzare l'architettura necessaria per ogni tipo di intervento. Il sistema sarà finalizzato in particolar modo alle attività di acquisizione, esercizio e manutenzione degli impianti.

7.1.9.2. Descrizione del sistema

Il sistema di Comando Protezione e Controllo sarà composto da apparecchiature in tecnologia digitale, aventi l'obiettivo di integrare le funzioni di acquisizione dati, controllo locale e remoto, protezione ed automazione.

Il sistema si basa sulla seguente visione di architettura dell'automazione degli impianti:

- adozione di sistemi aperti con distribuzione delle funzioni;
- integrazione del controllo locale con quello remoto (teleconduzione);

- comunicazione paritetica tra gli apparati intelligenti digitali (IED - *Intelligent Electronic Device*);
- interoperabilità di apparati di costruttori diversi;
- interfaccia di operatore standard e comune alle diverse applicazioni;
- configurazione, controllo e gestione dei sistemi in modo centralizzato.

L'architettura del sistema si basa sulla logica distribuita delle funzioni in tempo reale per controllo, monitoraggio, conduzione e protezione della stazione, per mezzo di unità IED tipicamente a livello di stallo, unità controller/gateway di Sottostazione ed interfaccia operatore di tipo grafico, le cui principali peculiarità saranno:

- architettura modulare basata su standard "aperti" affermati a livello internazionale;
- flessibilità dell'architettura che permetta l'aggiornamento tecnologico del sistema ed i futuri sviluppi funzionali con integrazione di apparati IED di diversi fornitori;
- autodiagnosi dei componenti;
- massimo utilizzo di piattaforma HD e SW standard di mercato, modulari e scalabili;
- modellazione dei dati "*object oriented*" per la descrizione degli elementi d'impianto, ai fini dell'interoperabilità tra i processi interni al sistema e dell'integrazione delle informazioni in un database di Sottostazione;
- semplificazione dei cablaggi derivante dall'uso di comunicazioni digitali nell'area di Sottostazione.

7.1.9.3. Sala comando locale

La sala di comando locale consente di operare in autonomia per attuare manovre opportune in situazioni di emergenza. A tal proposito nella sala comando sarà prevista un'interfaccia HMI, che consente una visione schematica generale dell'impianto, nonché permette la manovrabilità delle apparecchiature. Inoltre presenta in maniera riassuntiva le informazioni relative alle principali anomalie e quelle relative alle grandezze elettriche quali: tensioni, frequenza di sbarra, correnti dei singoli stalli, ecc..

7.1.9.4. Teleconduzione e automatismo di impianto

L'automatismo di impianto e le interfacce con la postazione dell'operatore remoto saranno garantite per un'elevata efficienza della teleconduzione basata su:

- semplicità dei sistemi di automazione;
- omogeneità, nei diversi impianti telecondotti, dei dati scambiati con i Centri;
- numero delle misure ridotto a quelle indispensabili;
- ridondanza delle misure e segnalazioni (ove necessarie);
- affidabilità delle misure;
- possibilità di applicare contemporaneamente due modalità di conduzione (manuale/automatizzata);

- interblocchi che impediscano l'attuazione di comandi non compatibili con lo stato degli organi di manovra e di sezionamento.

7.2. Impianto fotovoltaico

7.2.1. Sezione in media tensione 33 kV

L'impianto fotovoltaico sarà connesso alla stazione elettrica di trasformazione utente AT/MT 150/33 kV mediante elettrodotto interrato composto da n.2 terne di conduttori in alluminio ARG7H1R formazione 3x1x400 mm²

Tale linea sarà attestata, in cabina elettrica generale di impianto, su quadro di protezione in media tensione con le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 33 kV
- Tensione di isolamento: 36 kV
- Corrente nominale: 1250 A
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Potere di interruzione: 20 kA
- Corrente di tenuta di picco: 50 kA

Tale quadro di protezione sarà in parallelo con altri n.5 quadri in media tensione, di cui n.4 di protezione delle linee in media tensione 33 kV di connessione delle cabine di trasformazione MT/bt 33/0.8 kV relative alla sezione di produzione di impianto, e n.1 di protezione della sezione ausiliari di impianto (trasformatore MT/bt – 33/0.4 kV – 1000 kVA).

Le caratteristiche di questi quadri in media tensione sono le seguenti:

- Tensione nominale: 33 kV
- Tensione di isolamento: 36 kV
- Corrente nominale: 630 A
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Potere di interruzione: 20 kA
- Corrente di tenuta di picco: 50 kA

Per quanto riguarda i dati tecnici, gli schemi di connessione, le sezioni di cavi, per la sezione in media tensione si faccia riferimento agli elaborati:

- G4KMY67_Calcolo_cadute_tensione.pdf – Calcolo delle cadute di tensione;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_06.pdf – Planimetria distribuzione elettrica MT in area parco e sezioni di posa;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_12.pdf – Grafo a blocchi della distribuzione generale lato AC;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_13.pdf – Schema elettrico unifilare tipologico MT/bt – sottocampo 1;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_14.pdf – Schema elettrico unifilare lato MT/AT.

7.2.2. Cabine di trasformazione MT/bt – 33/0,8 kV

Nella seguente tabella sono riportati i raggruppamenti per sottocampi dell'impianto fotovoltaico:

Linea di connessione MT di campo	Numero cabina di trasformazione MT/bt	Potenza trasformatore [kVA]	Numero di inverter connessi	Potenza apparente inverter [kVA]	Potenza attiva inverter [kW]	Potenza apparente sottocampo [kVA]	Potenza attiva sottocampo [kW]	Numero stringhe	Potenza DC stringa [kWp]	Potenza DC sottocampo [kWp]	Inverter 10 stringhe	Inverter 11 stringhe	Inverter 12 stringhe
1	T1	1250	9	116,00	105,00	1.044,00	945,00	97	11,25	1.091,25	2	7	
1	T2	1000	7	116,00	105,00	812,00	735,00	75	11,25	843,75	4	1	2
1	T3	1250	9	116,00	105,00	1.044,00	945,00	108	11,25	1.215,00			9
1	T4	800	6	116,00	105,00	696,00	630,00	70	11,25	787,50		2	4
1	T5	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	139	11,25	1.563,75		5	7
1	T6	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	139	11,25	1.563,75		5	7
1	T9	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	116	11,25	1.305,00	5	6	
1	T10	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	132	11,25	1.485,00			11
1	T11	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	141	11,25	1.586,25		3	9
2	T7	800	6	116,00	105,00	696,00	630,00	68	11,25	765,00	2		4
2	T8	1000	7	116,00	105,00	812,00	735,00	77	11,25	866,25		7	
2	T12	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	136	11,25	1.530,00		8	4
2	T13	1000	7	116,00	105,00	812,00	735,00	80	11,25	900,00		4	3
2	T14	1250	9	116,00	105,00	1.044,00	945,00	102	11,25	1.147,50		6	3
2	T15	800	6	116,00	105,00	696,00	630,00	72	11,25	810,00			6
2	T16	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	139	11,25	1.563,75		5	7
2	T17	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	138	11,25	1.552,50		6	6
2	T18	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	138	11,25	1.552,50		6	6
3	T19	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	137	11,25	1.541,25		7	5
3	T20	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	131	11,25	1.473,75		1	10
3	T21	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	141	11,25	1.586,25		3	9
3	T22	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	144	11,25	1.620,00			12
3	T23	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	131	11,25	1.473,75		1	10
3	T29	800	6	116,00	105,00	696,00	630,00	70	11,25	787,50		2	4
3	T30	1250	10	116,00	105,00	1.160,00	1.050,00	110	11,25	1.237,50		10	
3	T31	800	6	116,00	105,00	696,00	630,00	70	11,25	787,50		2	4
4	T24	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	132	11,25	1.485,00			11
4	T25	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	132	11,25	1.485,00			11
4	T26	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	132	11,25	1.485,00			11
4	T27	1600	11	116,00	105,00	1.276,00	1.155,00	132	11,25	1.485,00			11
4	T28	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	135	11,25	1.518,75		9	3
4	T32	800	6	116,00	105,00	696,00	630,00	70	11,25	787,50		2	4
4	T33	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	142	11,25	1.597,50		2	10
4	T34	1600	12	116,00	105,00	1.392,00	1.260,00	136	11,25	1.530,00		8	4
			338					3912		44.010,00			

Si prevede l'impiego di n.4 tipologie di cabina di trasformazione MT/bt per taglia di trasformatore in base al numero di inverter previsti in connessione sulla data cabina.

Nel dettaglio avremo:

1) Cabina di trasformazione MT/bt – 33/0,8 kV – 1600 kVA

Tale cabina è dotata di sezione in media tensione con quadri di sezionamento in media tensione di arrivo linea e partenza linea, con sezionatore di manovra a tensione nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 630A, e quadro di protezione con sezionatore di manovra a tensione nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 200A, fusibili di protezione in media tensione.

La trasformazione dei livelli di tensione avviene per mezzo di trasformatore MT/bt in olio con le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale *	kVA	1.600
Tensione di riferimento	kV	33
Tensione di prova a frequenza industriale 50 Hz 1 min	kV	70
Tensione di impulso 1,2 / 50 microS	kV	170
Tensione primaria	kV	33
Tensione secondaria tra le fasi, salvo altra scelta	V	800 (a vuoto)
Regolazione MT standard, salvo scelta differente		± 2,5%; ± 5%
Collegamenti	triangolo / stella con neutro - Dyn 5	
Perdite a vuoto	W	1.380
Perdite dovute al carico 75 °C	W	15.400
Tens. di corto circuito	%	6
Rumore potenza acustica Lwa	dB (A)	58
Grado di protezione vano di protezione	IP	44
Dimensioni e peso esecuzione IPOO		
LxPxH	mm	1800x1200x1800
Interasse rulli D	mm	820
massa	kg	3550

La sezione in BT invece è composta da un interruttore di protezione generale AC a tensione nominale fino a 1000V, corrente nominale 1250A, frequenza 50Hz, potere di interruzione 50 kA, e da sezioni di protezione con fusibili fino a 100A – 1000V (protezione linee inverter).

La stessa cabina di trasformazione è dotata di una sezione in BT a 400V per gli ausiliari di cabina, sezione di misura e monitoraggio.

2) Cabina di trasformazione MT/bt – 33/0,8 kV – 1250 kVA

Tale cabina è dotata di sezione in media tensione con quadri di sezionamento in media tensione di arrivo linea e partenza linea, con sezionatore di manovra a tensione nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 630A, e quadro di protezione con sezionatore di manovra a tensione

nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 200A, fusibili di protezione in media tensione.

La trasformazione dei livelli di tensione avviene per mezzo di trasformatore MT/bt in olio con le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale *	kVA	1.250
Tensione di riferimento	kV	33
Tensione di prova a frequenza industriale 50 Hz 1 min	kV	70
Tensione di impulso 1,2 / 50 microS	kV	170
Tensione primaria	kV	33
Tensione secondaria tra le fasi, salvo altra scelta	V	800 (a vuoto)
Regolazione MT standard, salvo scelta differente		± 2,5%; ± 5%
Collegamenti	triangolo / stella con neutro - Dyn 5	
Perdite a vuoto	W	1.092
Perdite dovute al carico 75 °C	W	12.100
Tens. di corto circuito	%	6
Rumore potenza acustica Lwa	dB (A)	56
Grado di protezione vano di protezione	IP	44
Dimensioni e peso esecuzione IP00		
LxPxH	mm	1800x1200x1650
Interasse rulli D	mm	820
massa	kg	3050

La sezione in BT invece è composta da un interruttore di protezione generale AC a tensione nominale fino a 1000V, corrente nominale 800A, frequenza 50Hz, potere di interruzione 50 kA, e da sezioni di protezione con fusibili fino a 100A – 1000V (protezione linee inverter).

La stessa cabina di trasformazione è dotata di una sezione in BT a 400V per gli ausiliari di cabina, sezione di misura e monitoraggio.

3) Cabina di trasformazione MT/bt – 33/0,8 kV – 1000 kVA

Tale cabina è dotata di sezione in media tensione con quadri di sezionamento in media tensione di arrivo linea e partenza linea, con sezionatore di manovra a tensione nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 630A, e quadro di protezione con sezionatore di manovra a tensione nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 200A, fusibili di protezione in media tensione.

La trasformazione dei livelli di tensione avviene per mezzo di trasformatore MT/bt in olio con le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale *	kVA	1.000
Tensione di riferimento	kV	33
Tensione di prova a frequenza industriale 50 Hz 1 min	kV	70
Tensione di impulso 1,2 / 50 microS	kV	170
Tensione primaria	kV	33

Tensione secondaria tra le fasi, salvo altra scelta	V	800 (a vuoto)
Regolazione MT standard, salvo scelta differente		± 2,5%; ± 5%
Collegamenti	triangolo / stella con neutro - Dyn 5	
Perdite a vuoto	W	885
Perdite dovute al carico 75 °C	W	11.550
Tens. di corto circuito	%	6
Rumore potenza acustica Lwa	dB (A)	55
Grado di protezione vano di protezione	IP	44
Dimensioni e peso esecuzione IP00		
LxPxH	mm	1800x1200x1650
Interasse rulli D	mm	820
massa	kg	2600

La sezione in BT invece è composta da un interruttore di protezione generale AC a tensione nominale fino a 1000V, corrente nominale 800A, frequenza 50Hz, potere di interruzione 50 kA, e da sezioni di protezione con fusibili fino a 100A – 1000V (protezione linee inverter).

La stessa cabina di trasformazione è dotata di una sezione in BT a 400V per gli ausiliari di cabina, sezione di misura e monitoraggio.

4) Cabina di trasformazione MT/bt – 33/0,8 kV – 800 kVA

Tale cabina è dotata di sezione in media tensione con quadri di sezionamento in media tensione di arrivo linea e partenza linea, con sezionatore di manovra a tensione nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 630A, e quadro di protezione con sezionatore di manovra a tensione nominale 33 kV, tensione di isolamento 36kV, frequenza 50Hz, corrente nominale 200A, fusibili di protezione in media tensione.

La trasformazione dei livelli di tensione avviene per mezzo di trasformatore MT/bt in olio con le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale *	kVA	1.000
Tensione di riferimento	kV	33
Tensione di prova a frequenza industriale 50 Hz 1 min	kV	70
Tensione di impulso 1,2 / 50 microS	kV	170
Tensione primaria	kV	33
Tensione secondaria tra le fasi, salvo altra scelta	V	800 (a vuoto)
Regolazione MT standard, salvo scelta differente		± 2,5%; ± 5%
Collegamenti	triangolo / stella con neutro - Dyn 5	
Perdite a vuoto	W	747
Perdite dovute al carico 75 °C	W	9.240
Tens. di corto circuito	%	6
Rumore potenza acustica Lwa	dB (A)	53
Grado di protezione vano di protezione	IP	44
Dimensioni e peso esecuzione IP00		
LxPxH	mm	1800x1200x1500
Interasse rulli D	mm	670

massa	kg	2150
-------	----	------

La sezione in BT invece è composta da un interruttore di protezione generale AC a tensione nominale fino a 1000V, corrente nominale 800A, frequenza 50Hz, potere di interruzione 50 kA, e da sezioni di protezione con fusibili fino a 100A – 1000V (protezione linee inverter).

La stessa cabina di trasformazione è dotata di una sezione in BT a 400V per gli ausiliari di cabina, sezione di misura e monitoraggio.

Per quanto riguarda i dati tecnici, gli schemi di connessione, le sezioni di cavi, per la sezione in media tensione si faccia riferimento agli elaborati:

- G4KMY67_Calcolo_cadute_tensione.pdf – Calcolo delle cadute di tensione;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_06.pdf – Planimetria distribuzione elettrica MT in area parco e sezioni di posa;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_12.pdf – Grafo a blocchi della distribuzione generale lato AC;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_13.pdf – Schema elettrico unifilare tipologico MT/bt – sottocampo 1;

7.2.3. Convertitori statici AC/DC – Inverter

La conversione dell'energia da corrente continua in corrente alternata sarà garantita da n°338 inverter di stringa Huawei – SUN2000-105KTL-H1



Figura 4 – Inverter di stringa Huawei – SUN2000-105KTL-H1

Su ogni inverter è prevista la connessione di stringhe da 25 moduli fotovoltaici da 450 Wp, da un minimo di 10 ad un massimo di 12, proprio come il numero di ingressi in DC predisposti. Il rapporto di potenza DC/AC sarà dunque variabile tra 1,07 e 1,29.

Smart String Inverter (SUN2000-105KTL-H1)



Technical Specifications	SUN2000-105KTL-H1
	Efficiency
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.6%
	Input
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V – 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
	Output
Rated AC Active Power	105,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	116,000 VA @25°C
Max. AC Active Power (cosφ=1)	116,000 W @25°C
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	75.8 A
Max. Output Current	84.6 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	General
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	79 kg (174.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Amphenol UTK
AC Connector	Waterproof PG Terminal + DT terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	Standard Compliance (more available upon request)
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, EN 50530, IEC 60088, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116, VDE4120, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, UNE 206007-1 IN, UNE 206008 IN, P.O. 12.3, UTE C15-712-1, G59/3, CEI 0-16

Figura 5 – Scheda tecnica inverter fotovoltaico

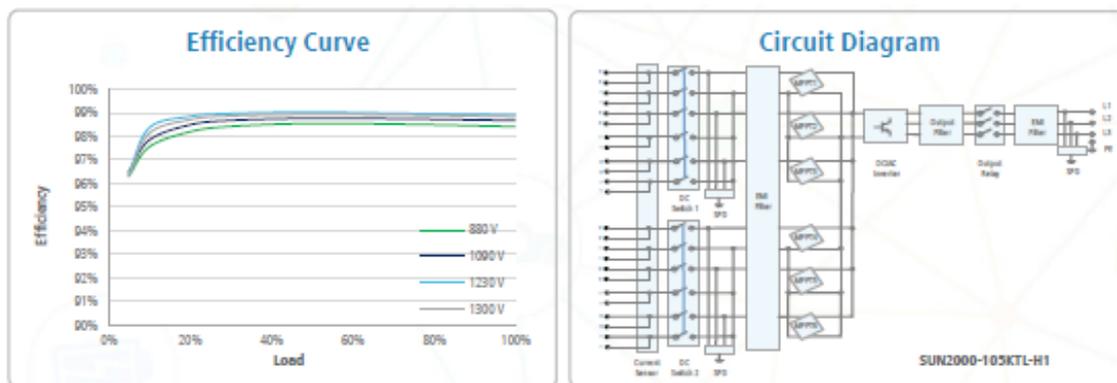


Figura 6 – Grafico curva di efficienza e schema a blocchi dell'inverter

Gli inverter, a seconda dei limiti imposti dalla massima caduta di tensione ammissibile, saranno connessi alle rispettive cabine elettriche di trasformazione mediante condutture interrate in cavo di alluminio, modello ARG16(O)R16 , formazione 3x50 mm² o 3x70mm².

Per quanto riguarda i dati tecnici, gli schemi di connessione, le sezioni di cavi, per la sezione in media tensione si faccia riferimento agli elaborati:

- G4KMY67_Calcolo_cadute_tensione.pdf – Calcolo delle cadute di tensione;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_07.pdf – Planimetria distribuzione elettrica BT in area parco e sezioni di posa;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_11.pdf – Schema elettrico collegamenti distribuzione lato DC;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_13.pdf – Schema elettrico unifilare tipologico MT/bt – sottocampo 1;

7.2.4. Sezione in bassa tensione

Per gli impianti in bassa tensione, oltre alle linee di collegamento degli inverter a tensione 800V in alternata, abbiamo:

1) Linee di connessione in corrente continua:

Essenzialmente si tratta delle connessioni di stringa tra moduli fotovoltaici mediante cavi solari isolati fino a 1.800 V in corrente continua.

Da progetto è prevista l'installazione di cavi solari di sezione 6 mm², di colore ROSSO per il polo positivo di stringa e di colore NERO per quello negativo.

(dettagli tecnici riportati nell'elaborato grafico G4KMY67_ElaboratoGrafico_11.pdf – Schema elettrico collegamenti distribuzione lato DC).

2) Linee di connessione degli ausiliari di impianto a 400V in corrente alternata:

Queste connessioni sono previste per:

- Sistemi ausiliari in bassa tensione di cabina;
- Sistemi di illuminazione esterna delle aree perimetrali e viabilità interna;
- Sistemi di videosorveglianza e antintrusione.

I dettagli tecnici per questi sistemi sono riportati negli elaborati:

- G4KMY67_ElaboratoGrafico_08.pdf – Planimetria distribuzione corpi illuminanti;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_09.pdf – Planimetria generale con distribuzione impianto antintrusione e TVCC;
- G4KMY67_ElaboratoGrafico_10.pdf – Schema quadri elettrici e dimensionamento linee corpi illuminanti.

7.2.5. Impianto di terra

L'impianto di terra di impianto è così dimensionato:

1) Cabine elettriche

Per le cabine elettriche, sia generale, sia di monitoraggio, sia di trasformazione MT/bt, è previsto un impianto di terra a doppio anello, interrato ad una profondità di 0,60 metri circa, in corda di rame nuda da 35 mm² corredata da n.4 dispersori a picchetto infissi nel terreno fino ad una profondità di 1,50 metri e disposti ai quattro vertici dell'anello più esterno.

Tali dispersori di cabina saranno connessi all'impianto di terra globale di impianto e connessi all'interno delle cabine stesse sui collettori di terra predisposti. Su ogni collettore saranno poi collegate tutte le masse estranee di cabina mediante cavi di protezione di colore giallo/verde e sezione come prevista dal dimensionamento elettrico.

2) Sistemi perimetrali – illuminazione, videosorveglianza, antintrusione

Lungo il perimetro di impianto si procederà con la posa di corda nuda di rame da 35 mm² interrata ad una profondità di 0,50-0,60 metri. In ogni punto dove sono previsti dispositivi di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, quadri di controllo e derivazione alimentazione ausiliaria di campo, è prevista la connessione delle masse estranee, dei pali e di tutti i dispositivi presenti al dispersore di terra, mediante cavo di protezione di colore giallo/verde al rispettivo collettore di terra a sua volta collegato al dispersore di terra globale di impianto.

3) Inverter e inseguitori fotovoltaici

Gli inverter saranno predisposti di proprio dispersore di terra a picchetto da 1,50 metri, infisso direttamente nel terreno. Gli stessi saranno collegati al rispettivo dispersore mediante cavo in rame da 50 mm² di colore giallo/verde.

Le strutture fotovoltaiche invece, mediante i pali di supporto infissi direttamente nel terreno fino ad una profondità di 1,50 metri circa, le possiamo già considerare predisposte di propri dispersori di terra e quindi non necessitano di ulteriori accorgimenti.

Ginosa, Febbraio 2021

Il Tecnico
Ing. Roberto Montemurro

