

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DENOMINATO "MARRUBIU" DI POTENZA 57,60 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

COMUNE DI MARRUBIU (OR)

RELAZIONE TECNICA DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE

Committente: IBERDROLA RENOVABLES ITALIA SPA

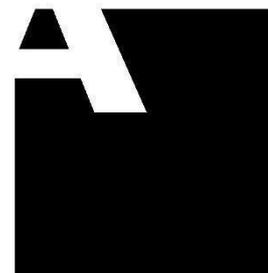


Località: COMUNE DI MARRUBIU (OR)

Cagliari, 06/2024

STUDIO ALCHEMIST

Via Isola Pantelleria 12 - 09126 Cagliari (CA)



Sommario

1. PREMESSA.....	4
2. OPERE UTENTE	4
2.1 IMPIANTO AGRIVOLTAICO	5
2.1.1 PANNELLO FOTOVOLTAICO	6
2.1.2 CAVO CONNESSIONE BT.....	8
2.1.3 INVERTER.....	8
2.1.4 POWER CONVERSION UNIT.....	10
2.1.5 CAVO CONNESSIONE AT INTERNO ALL'IMPIANTO.....	12
3. OPERE DI CONNESSIONE	15
3.1 QUADRO DI RACCOLTA AT.....	15
3.2 INTERRUTTORE AT.....	16
3.3 SEZIONATORE AT.....	16
3.4 SCARICATORE AT.....	16
3.5 TRASFORMATORE DI CORRENTE TA AT.....	16
3.6 TRASFORMATORE DI TENSIONE TV AT.....	16
4. ELETTRDOTTO DI CONNESSIONE ALLA SOTTOSTAZIONE.....	16
4.1 CARATTERISTICHE CAVO CONNESSIONE AT.....	16
4.2 MODALITÀ DI POSA	17
4.3 ATTRAVERSAMENTI.....	18
4.3.1 ATTRAVERSAMENTO CONDOTTE SIMR.....	19
4.3.2 ATTRAVERSAMENTO CONDOTTE CBO	19
4.3.3 ATTRAVERSAMENTO CORPI IDRICI STRAHLER	20
4.3.4 ATTRAVERSAMENTO CORPI IDRICI PPR (ART. 142- ART. 143).....	22
4.3.5 ATTRAVERSAMENTO STRADE	22
4.3.6 POSSIBILI INTERFERENZE CON CORPI IDRICI.....	23
4.4 FASCE DI RISPETTO.....	26
4.5 PUNTO DI CONNESSIONE	26
5. CONDIZIONI AMBIENTALI	27
6. CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	27
7. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI.....	29
8. INTEGRALE DI JOULE	38
9. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO.....	40
10. DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE.....	41
11. CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI.....	42
12. CADUTE DI TENSIONE	42
13. FORNITURA DELLA RETE.....	44
14. MEDIA E ALTA TENSIONE.....	44
15. TRAS FORMATORI	45

16. FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI E TRASFORMATORI (EN 60909-0)	46
17. CALCOLO DEI GUASTI	48
17.1 CALCOLO DELLE CORRENTI MASSIME DI CORTOCIRCUITO	48
17.2 CALCOLO DELLE CORRENTI MINIME DI CORTOCIRCUITO	51
17.3 CALCOLO GUASTI BIFASE-NEUTRO E BIFASE-TERRA	52
18. SCELTA DELLE PROTEZIONI	52
19. VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE	53
20. VERIFICA DI SELETTIVITÀ	54
21. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	54
21.1 SISTEMI T _n	55
21.2 SISTEMI T _t	56
21.3 SISTEMI I _t	56
22. RIFERIMENTI NORMATIVI	59
22.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE:	59
22.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE	60

2.1 IMPIANTO AGRIVOLTAICO



Figura 2- Inquadramento su ortofoto Layout impianto

Il progetto si basa sul dimensionamento di un impianto agrivoltaico composto da 79.996 moduli fotovoltaici Canadian Solar TOPBiHiKu7, i quali in condizioni standard di temperatura (25°C) e di irraggiamento (1000 W/m²) sono capaci di esibire 720 Wp, per una potenza complessiva di 57.597,12 kWp. I suddetti pannelli saranno collegati tra di loro in serie da 28 moduli per serie, per un totale di 2.857 stringhe, connessi a loro volta alle conversion unit nel seguente modo:

Sottocampo 1:

- N° 40 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 4 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 662 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 18.536 moduli fotovoltaici
- Potenza nominale: 13.345,92,76 kWp

Sottocampo 2:

- N° 40 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 4 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 665 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 18.620 moduli fotovoltaici
- Potenza nominale: 13.406,04 kWp

Sottocampo 3:

- N° 50 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 5 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 850 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 23800 moduli fotovoltaici
- Potenza nominale: 17.136,00 kWp

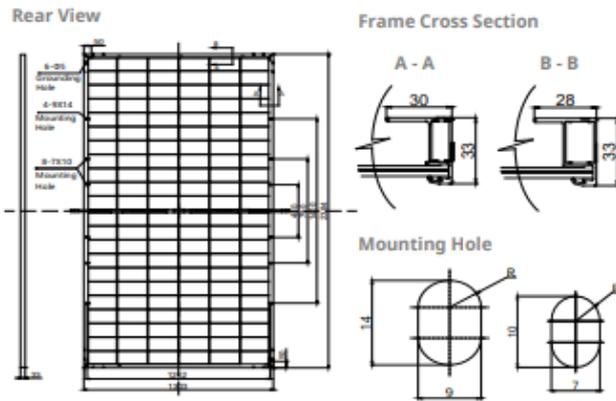
Sottocampo 4:

- N° 40 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 4 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 680 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 19.040 moduli fotovoltaici
- Potenza nominale: 13.708.8kWp

2.1.1 PANNELLO FOTOVOLTAICO

Il pannello selezionato è il Canadian Solar TOPBiHiKu7 con potenza di picco in STC di 730 Wp, 0.232 kWp/m². Si tratta di un pannello di tecnologia TOPCon composto da 132 celle e involucro in lega di alluminio anodizzato. Di seguito sono riportate le specifiche tecniche del pannello.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-695TB-AG / I-V CURVES

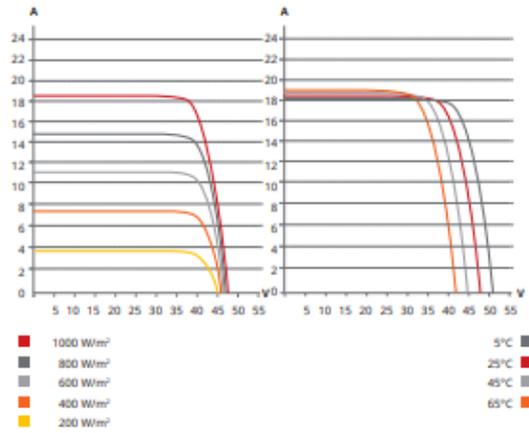


Figura 3 - Caratteristiche costruttive Pannello e curve caratteristiche al variare dell'irraggiamento e temperatura, fonte Datasheet costruttore

ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-690TB-AG		690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.30 A	47.5 V	19.31 A	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%
CS7N-695TB-AG		695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	19.22 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG		700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	19.26 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG		705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	19.31 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG		710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	19.35 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG		715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	19.39 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG		720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	19.44 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

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

ELECTRICAL DATA

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

* Power Bifaciality = Pmax_{rear} / Pmax_{total}, both Pmax_{rear} and Pmax_{total} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: + 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	537 W	38.2 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	541 W	38.4 V	14.09 A	45.9 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.6 V	14.12 A	46.1 V	15.07 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	360 mm (14.2 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

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

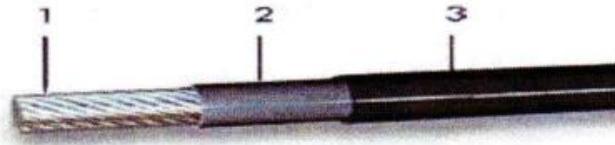
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Figura 4 Specifiche tecniche pannello, fonte Datasheet costruttore

2.1.2 CAVO CONNESSIONE BT

Il cavo di connessione BT, necessario per connettere in serie i singoli pannelli e l'inverter, selezionato sarà di tipo FG21M21 di sezione 6mm². Si è prevista la posa dei suddetti cavi in canaline metalliche interrotte ogni 20-25 m da pozzetti giunti. Per quanto riguarda invece il cavo di connessione BT di collegamento tra l'inverter ed il trasformatore elevatore presente nella Power Conversion Unit, saranno di tipo FG7OR, con conduttore in rame, guaina in PVC, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia tenendo conto di una caduta massima di tensione pari al 2%.



1	Rame stagnato flessibile classe 5 CEI 60228
2	Mescola elastomerica G21 LSOH
3	Mescola elastomerica M21 LSOH

Figura 5 - Stratigrafia cavo FG21M21

2.1.3 INVERTER

L'inverter selezionato è il SUN2000-330 KTL. Le caratteristiche di quest'ultimo sono descritte nell'immagine sotto riportata

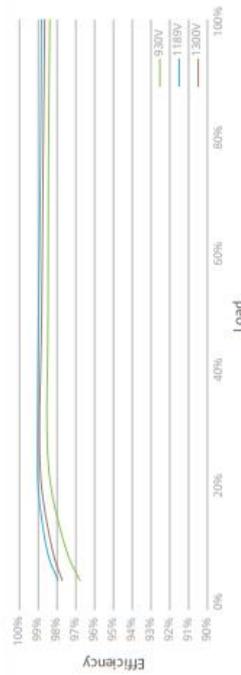
SUN2000-330KTL-H1 Smart String Inverter

For APAC, LATAM & EUROPE

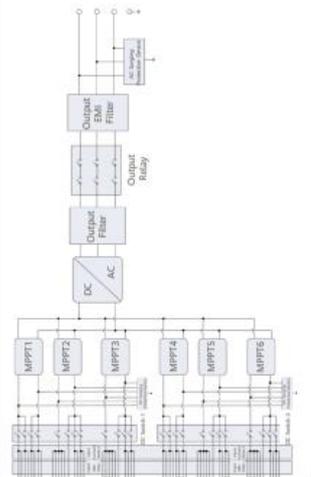


- 
Max. Efficiency
2 99.03%
- 
Smart Connector-level Disconnection (SCLD)
- 
Smart Self-Cleaning (SSCT)
- 
IP66 Protection
- 
MIBUS Supported
- 
Smart String-level Disconnection (SSLD)
- 
Smart IV Curve Diagnosis Supported
- 
Surge Arresters for DC & AC

Efficiency Curve



Circuit Diagram



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.03%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD _L < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Disconnection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arresters	Type II
AC Surge Arresters	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MIBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 11.2 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 – 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH45MM4TMSPA / HH45FM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62520, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

Figura 6 – Datasheet Inverter Huawei SUN2000- KTL

2.1.4 POWER CONVERSION UNIT

Per la conversione dell'energia elettrica da DC/AC dalla tensione di 0.8kV (BT) a 36kV (AT), si prevede l'utilizzo della Smart Transformer Station HUAWEI STS-3000K-H1.

La stazione comprende:

- Sbarre di arrivo per le linee BT dalle stringhe;
- Trasformatore elevatore BT/AT 0.8kV/36kV;
- Servizi ausiliari con trasformatore BT/BT;
- Quadro AT.

Le caratteristiche tecniche della stazione sono riassunte nel seguente Datasheet.

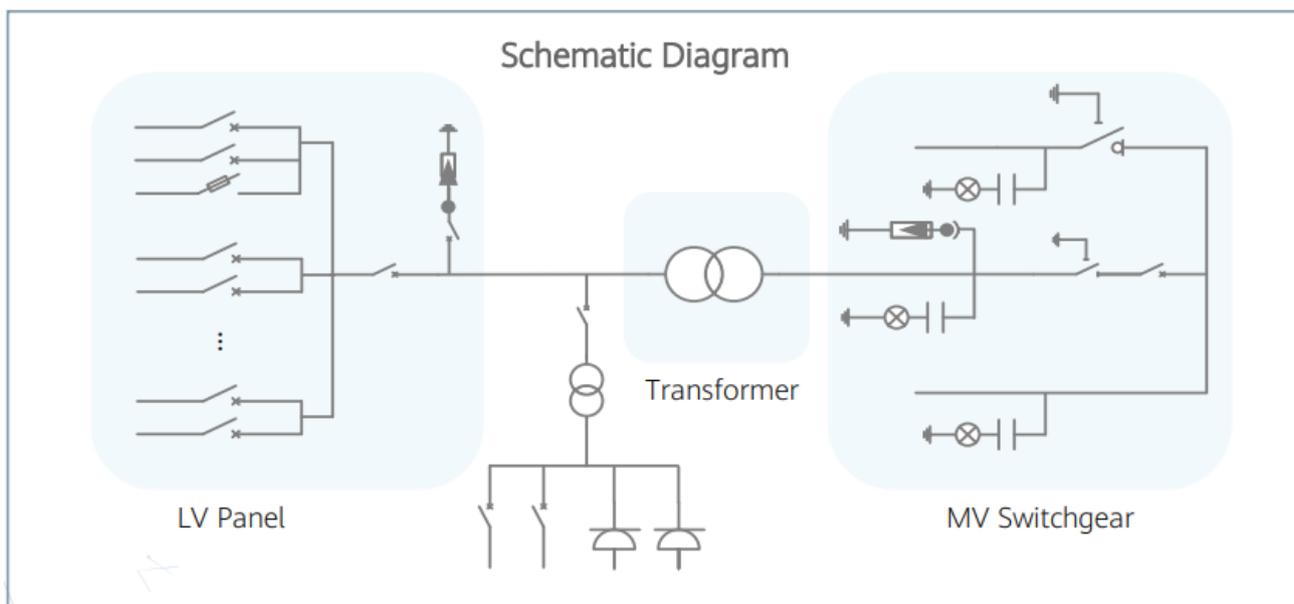


Figura 7 - Diagramma schematico connessioni interne alla Smart Transformer Station

Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	16	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	30.1 kW	
Transformer No-load Losses	2.51 kW	
Impedance (HV-LV1, LV2)	7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t (33,069 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)	Optional ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear Updated to: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

Figura 8 - Datasheet STS-3000K-H1

2.1.5 CAVO CONNESSIONE AT INTERNO ALL'IMPIANTO

Dai singoli inverter si prevede la connessione con il quadro di raccolta mediante una terna di cavi unipolare ad alta tensione interrati. L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalla norma CEI 11- 17. I servizi sotterranei e le infrastrutture che saranno incrociati dal percorso dei cavi all'interno dell'area del bacino inferiore dovranno essere sottopassati. Solo in casi particolari il servizio potrà essere sovrappassato purché venga realizzato un manufatto armato a protezione dei cavi.

La sezione dei cavi elettrici in media tensione è calcolata, in accordo con la norma CEI 11 – 17, in modo che risultino soddisfatte le seguenti condizioni:

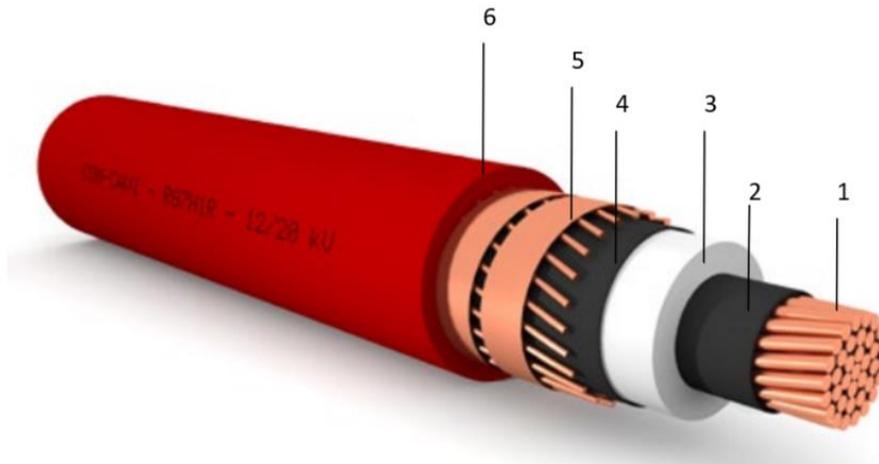
1. $I_b \leq I'z$
2. $\Delta V \leq 4\%$
3. $\Delta P \leq 5\%$

dove:

- I_b rappresenta la corrente di impiego, ovvero l'intensità di corrente massima all'interno della linea di cavo.
- $I'z$ rappresenta la portata effettiva del cavo e dipende dalla portata nominale del cavo stesso e dalle relative condizioni di posa.
- ΔV rappresenta la massima caduta di tensione su ogni sottocampo ed è valutata a partire dalla cabina d'impianto fino all'aerogeneratore più lontano.
- ΔP rappresenta la perdita di potenza per ognuno dei sottocampi.

Individuate le sezioni dei singoli cavi di linea vengono effettuate le verifiche termiche, calcolando le correnti di corto circuito previste e di tenuta termica dei cavi.

Dovranno essere impiegati cavi con conduttore in alluminio, isolamento in gomma HEPR qualità G7, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di rame e rivestimento esterno in PVC, aventi sigla RG7H1R e tensione di isolamento 30/36 kV. Per le connessioni AT interne ai sottocampi saranno impiegati cavi di Tipo $3 \times 1 \times 300 \text{ mm}^2$, $3 \times 1 \times 240 \text{ mm}^2$, $3 \times 1 \times 185 \text{ mm}^2$.



1	Conduttore: rame rosso
2	Strato semiconduttore: materiale estruso
3	Isolamento: gomma HEPR, qualità G7, senza piombo
4	Strato semiconduttore: materiale estruso
5	Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in contro spirale
6	Guaina esterna: mescola a base di PVC

Figura 9 - Stratigrafia cavo RG7H1R

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 52 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 70	9,7	10,3	41,9	2150,0	280,0	315,0	255,0	260,0
1 x 95	11,4	10,3	43,8	2490,0	340,0	380,0	300,0	310,0
1 x 120	12,9	10,0	44,8	2735,0	395,0	440,0	355,0	365,0
1 x 150	14,3	9,5	45,1	3020,0	445,0	495,0	385,0	395,0
1 x 185	16,0	9,3	47,1	3395,0	510,0	570,0	440,0	450,0
1 x 240	18,3	9,3	49,2	4025,0	600,0	665,0	510,0	520,0
1 x 300	21,0	9,0	52,2	4725,0	695,0	760,0	570,0	580,0
1 x 400	23,2	9,0	54,8	5635,0	800,0	875,0	650,0	655,0
1 x 500	26,1	9,0	58,6	6825,0	930,0	1010,0	735,0	740,0
1 x 630	30,3	9,0	62,7	8260,0	1070,0	1180,0	835,0	845,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Figura 10 - Caratteristiche tecniche RG7H1R

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

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

Figura 11 - Caratteristiche elettriche RG7H1R

3. OPERE DI CONNESSIONE

3.1 QUADRO DI RACCOLTA AT

Per quadro di raccolta AT, si intende il quadro elettrico 36kV necessario per convogliare i 4 sottocampi per la partenza verso la connessione alla SE. Il quadro sarà costituito dai seguenti scomparti:

- N°4 scomparti linea verso il campo fotovoltaico con sezionatore di sbarra ed interruttore automatico.
- N°1 scomparto protezioni trasformatore per servizi ausiliari;
- N°1 scomparto partenza linea AT 36kV;
- N°1 vano misure.

Ciascuno scomparto partenza linee contiene un dispositivo per la protezione delle linee contro le sovracorrenti, costituito da interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato coi seguenti relè di PG:

- Protezione 50 e 51;
- Protezione 50N e 51N;
- Protezione 67N S₁ e S₂;

All'interno dello scomparto servizio ausiliari verrà installato un trasformatore AT/BT da 100kVA, con il relativo quadro di bassa tensione, per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina con:

- Relè di protezione;
- Servizi generali di cabina.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari si prevede di utilizzare interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale.

Come richiesto in CEI 0-16 si richiede di indicare assieme al dispositivo generale (DG) anche il dispositivo di interfaccia (DDI). Non essendo presenti utenti privilegiati con possibilità di funzionamento in isola, il DG viene fatto coincidere con il DDI, di conseguenza, sarà dotato dei seguenti relè di protezione:

- 27;
- 59;
- 81<;
- 81>;
- 59N.

3.2 INTERRUPTORE AT

Le caratteristiche degli interruttori AT selezionati per essere installati nel quadro di raccolta AT saranno definite in seguito in conformità a quanto riportato nella norma CEI EN 62271-100.

3.3 SEZIONATORE AT

Le caratteristiche dei Sezionatori AT selezionati per essere installati nel quadro di raccolta AT saranno definite in seguito in conformità a quanto riportato nella norma CEI EN 62271-102.

3.4 SCARICATORE AT

Le caratteristiche degli interruttori AT selezionati per essere installati nel quadro di raccolta AT saranno definite in seguito in conformità a quanto riportato nella norma IEC 60099.

3.5 TRASFORMATORE DI CORRENTE TA AT

Le caratteristiche dei trasformatori di corrente TA AT selezionati per essere installati nel quadro di raccolta AT saranno definite in seguito in conformità a quanto riportato nella norma IEC 61869.

3.6 TRASFORMATORE DI TENSIONE TV AT

Le caratteristiche dei trasformatori di corrente TV AT selezionati per essere installati nel quadro di raccolta AT saranno definite in seguito in conformità a quanto riportato nella norma IEC 61869.

4. ELETTRDOTTO DI CONNESSIONE ALLA SOTTOSTAZIONE

4.1 CARATTERISTICHE CAVO CONNESSIONE AT

L'impianto di produzione di energia elettrica proposto si prevede essere collegato al futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Oristano a 36kV, mediante una dorsale a 36kV, di lunghezza pari 17km circa, dimensionata in base alla potenza da trasmettere. Sulla base dei calcoli riportati in seguito nel paragrafo 6, per il trasporto dell'energia si prevede una coppia di terna di cavi unipolare di alta tensione interrati, di tipo RG7H1R 26/45 kV e sezione 1x630 mm². Le specifiche del seguente cavo sono già state riportate all'interno della sezione 2.1.4.

4.2 MODALITÀ DI POSA

I cavi saranno posati in linea ad un'altezza di -1.80 m circa su un letto di sabbia. I cavi saranno ricoperti sempre con la medesima sabbia per uno strato di circa 40 cm ed ingabbiati ulteriormente con piastre di protezione in c.a.v. UX LK20/1 e LK 20/3. Per il riempimento sarà usato materiale inerte Tritubo 3x50mm, mentre la posa su strada asfaltata comprende un ulteriore strato di misto granulare stabilizzato e strato di binder. Lungo il percorso del cavidotto è prevista la messa in opera di buche giunti ogni 500m.

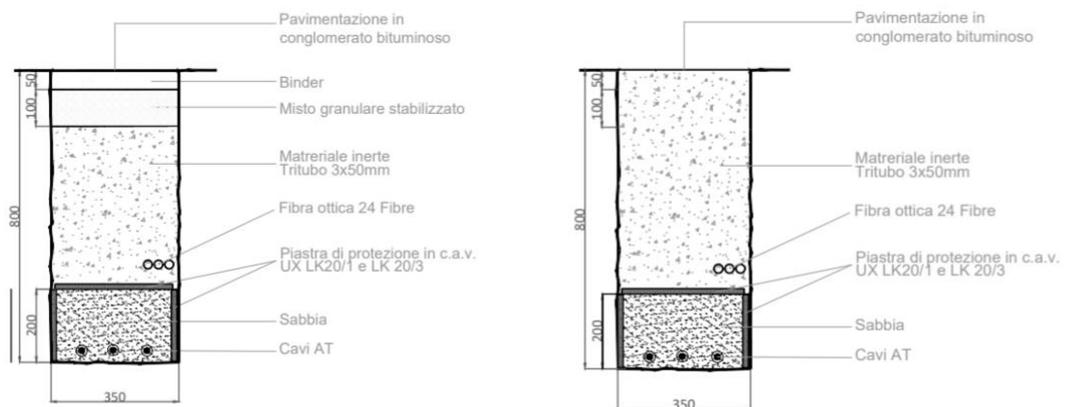


Figura 12 - Sezioni tipo di posa su strada asfaltata e su superficie sterrata

4.3 ATTRAVERSAMENTI



Figura 13 - Percorso di connessione su base ortofoto con individuazione interferenze, buche giunti e punti TOC

Lungo il percorso del cavidotto è prevista la messa in opera di buche giunti ogni 500m.



Figura 14 - Pianta buca giunti

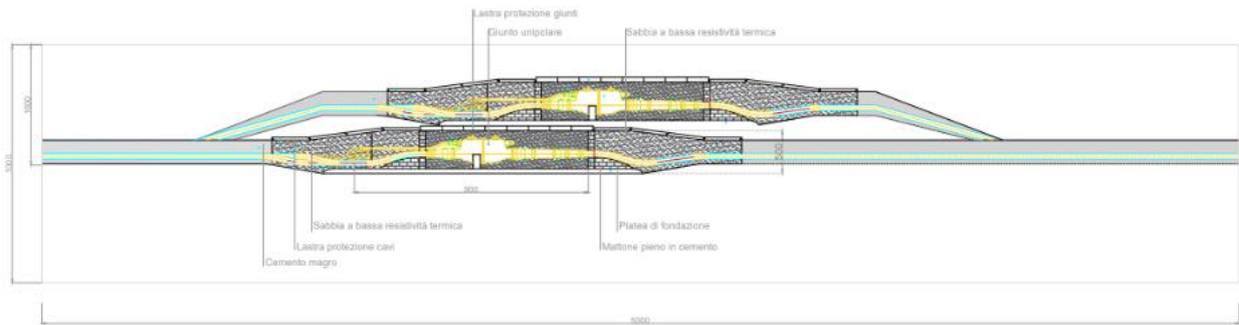


Figura 15 - Prospetto buca giunti

Come riportato nell'immagine sopra riportata "Percorso di connessione su base ortofoto con individuazione interferenze, buche giunti e punti TOC", sono state individuate **16 interferenze** (INT - in giallo) e **5 attraversamenti stradali** (AS - in verde) risolvibili attraverso **19 possibili punti TOC - trivellazioni orizzontali controllate**.

Di questi 19 punti TOC ipotizzati, due di essi riuniscono due interferenze assieme a due attraversamenti stradali (AS_01 con INT_03 e AS_03 con INT_13).

4.3.1 ATTRAVERSAMENTO CONDOTTE SIMR

- Interferenza 10 – attraversamento condotta SIMR

Per la risoluzione di quest'ultima si prevede di applicare la TOC

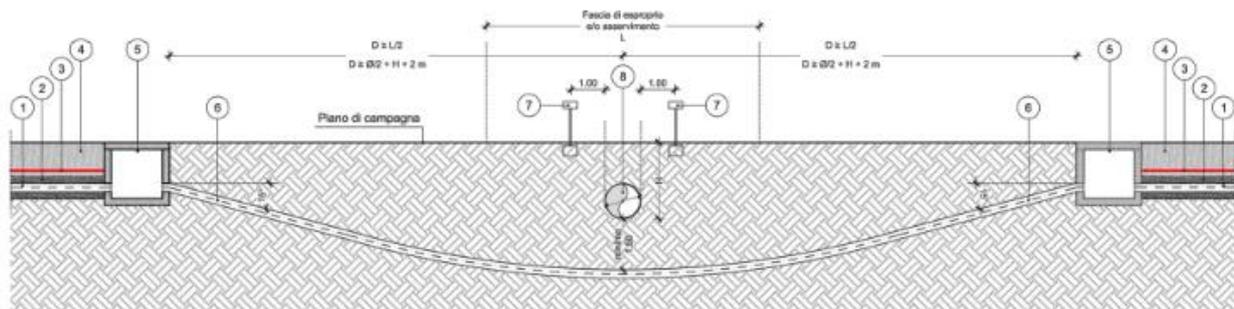


Figura 16 - Interferenza con acquedotto esistente cavidotto PEAD interrato mediante T.O.C. sotto condotta SIMR

4.3.2 ATTRAVERSAMENTO CONDOTTE CBO

- Interferenza 01
- Interferenza 03
- Interferenza 10
- Interferenza 11

- [Interferenza 12](#)
- [Interferenza 13](#)
- [Interferenza 14](#)
- [Interferenza 15](#)

Per la risoluzione dei seguenti attraversamenti si prevede di applicare la stessa soluzione scelta per l'attraversamento delle condotte SIMR, quindi mediante TOC. In caso di parallelismo la soluzione applicata è visibile nell'immagine sotto riportata

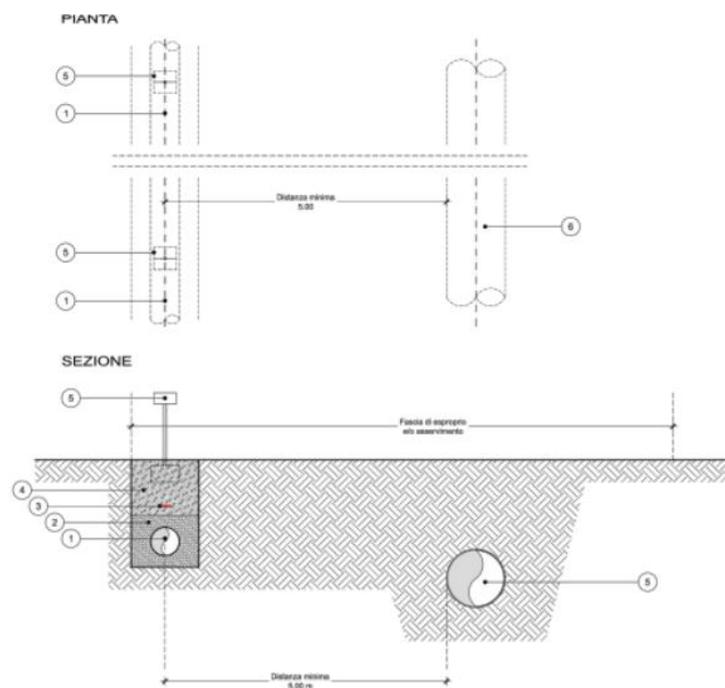


Figura 17 - Parallelismo con acquedotto esistente

4.3.3 ATTRAVERSAMENTO CORPI IDRICI STRAHLER

- [Interferenza 02](#) - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 1)
- [Interferenza 03](#) - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 5)
- [Interferenza 04](#) - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 3)
- [Interferenza 05](#) - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 4)
- [Interferenza 06](#) - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 2)
 - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 1)
- [Interferenza 07](#) - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 2)
- [Interferenza 08](#) - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 1)
 - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 2)

- Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 3)
- Interferenza 09 - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 1)
 - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 2)
- Interferenza 10 - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 1)
- Interferenza 12 - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 6)
- Interferenza 16 - Attraversamento elemento idrico Strahler (tipo 1)

In caso di interferenze con dei corsi d'acqua, l'attraversamento avviene attraverso la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.) in sub alveo (al di sotto dell'alveo del corso d'acqua). Tale tecnica permette di alloggiare il cavidotto nel sottosuolo, lasciando del tutto inalterate sia le sponde che il fondo dell'alveo. Le quote di interrimento del cavidotto saranno raccordate nei tratti in prossimità delle sponde, per garantire la giusta immersione del cavidotto al di sotto del fondo dell'alveo. La distanza tra la generatrice superiore del cavidotto e il fondo alveo sarà superiore a 2 m. Sarà garantita la non interferenza con le condizioni di officiosità e funzionalità idraulica dei corsi d'acqua attraversati, e non sarà minimamente alterato né perturbato il regime idraulico. Tale soluzione progettuale risulta pienamente compatibile con i vincoli paesaggistici, in quanto non comporta alcuna alterazione visibile dello stato dei luoghi.

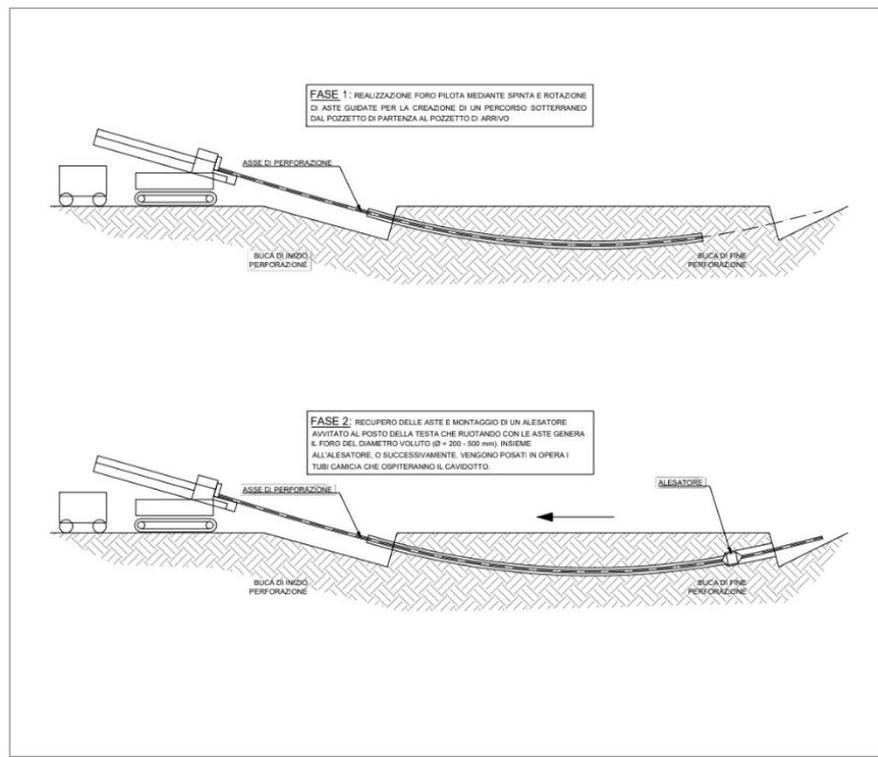


Figura 18 - Schema funzionamento T.O.C

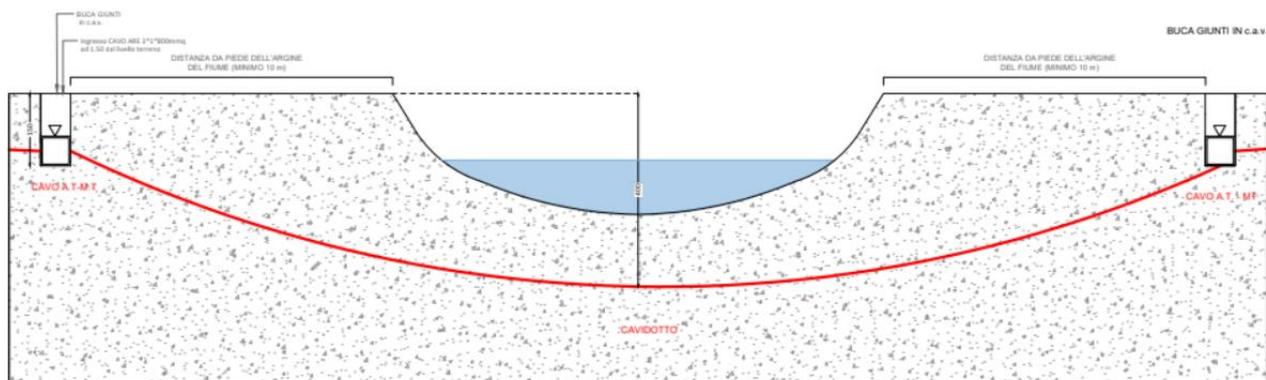


Figura 19 - Superamento copro idrico mediante T.O.C.

4.3.4 ATTRAVERSAMENTO CORPI IDRICI PPR (ART. 142- ART. 143)

- Interferenza 02 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 03 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 04 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 05 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 06 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 143
- Interferenza 08 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 09 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 10 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 12 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 142 - Art. 143
- Interferenza 16 - Attraversamento Corpo Idrico Art. 143

Le soluzioni utilizzate per questa tipologia di interferenza sono analoghe a quanto riportato per l'attraversamento dei corpi idrici Strahler, quindi mediante TOC

4.3.5 ATTRAVERSAMENTO STRADE

- AS. 01 Attraversamento strada provinciale SP 68 (corrispondente a INT.03)
- AS. 02 Attraversamento strada provinciale SP 68 – SP 57
- AS. 03 Attraversamento strada provinciale SP 57 – SP 53 (corrispondente a INT.13)
- AS. 04 Attraversamento strada provinciale SP 53
- AS. 05 Attraversamento strada provinciale 53

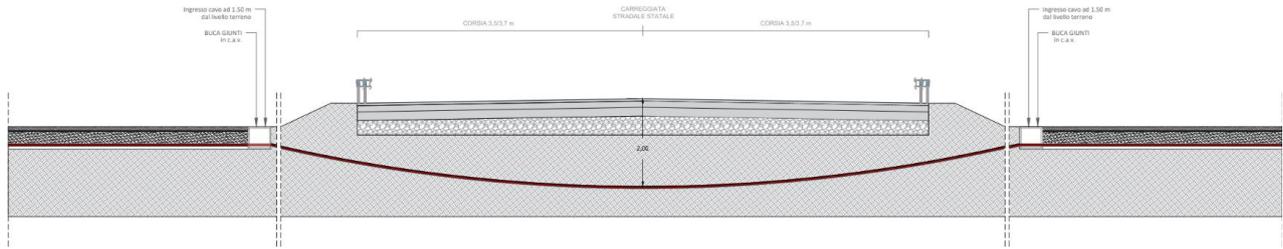


Figura 20 - Attraversamento del cavidotto lungo la strada provinciale 53



Figura 21 - Sezioni attraversamento strade

4.3.6 POSSIBILI INTERFERENZE CON CORPI IDRICI

Dall'analisi delle carte IGM del percorso di connessione, sono state riscontrate diverse possibili interferenze con corpi idrici, come visibile dall'immagine sotto riportata (tavola AV_39 e AV_40). Le singole interferenze con corpi idrici identificati saranno indagate in fase più avanzata di progettazione esecutiva. Se ritenuto opportuno verranno eseguite altre T.O.C. in base all'effettiva presenza del corpo idrico, alla sua portata e dimensione.



Figura 22 - Percorso cavidotto e individuazione intersezioni con corpi idrici individuati da IGM



TABELLA CORRISPONDENZE INTERFERENZE					
ATTRAVERSAMENTO	COMUNE	BENE DEMANIALE OGGETTO INTERFERENZA	TIPOLOGIA INTERFERENZA	FOGLIO N.C.T	MAPPALI PROSSIMITA' INTERFERENZA
GC.01	Marrubiu (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 2 Marrubiu	3089
GC.02	Marrubiu (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 3 Marrubiu	382
GC.03	Marrubiu (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 3 Marrubiu	830
GC.04	Santa Giusta (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Acqua
GC.05	Santa Giusta (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 35 Santa Giusta	326
GC.06	Santa Giusta (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 35 Santa Giusta	306
GC.07	Palmas Arborea (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 23 Palmas Arborea	2459
GC.08	Palmas Arborea (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 23 Palmas Arborea	2150
GC.09	Palmas Arborea (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 23 Palmas Arborea	2526

TABELLA CORRISPONDENZE INTERFERENZE					
ATTRAVERSAMENTO	COMUNE	BENE DEMANIALE OGGETTO INTERFERENZA	TIPOLOGIA INTERFERENZA	FOGLIO N.C.T	MAPPALI PROSSIMITA' INTERFERENZA
GC.10	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	Fg. 29 Oristano	203
GC.11	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Acqua
GC.12	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Strada
GC.13	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Acqua
GC.14	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Strada
GC.15	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Strada
GC.16	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Strada
GC.17	Oristano (OR)	Corpo idrico	Intersezione	-	Strada

Figura 23 - Tabella interferenze attraversamenti corpi idrici individuati da IGM

Si segnala che nel caso in cui su carta IGM viene riportata la presenza di un corpo idrico che ha un andamento parallelo rispetto al percorso del cavidotto interrato, il parallelismo non costituisce problema perché verrà mantenuta una distanza superiore ai 10 m dall'argine come indicato da Regio Decreto n° 523 del 1904 - Opere Idrauliche.

4.4 FASCE DI RISPETTO

Tenuto conto delle considerazioni fatte all'interno della relazione AVRE_21, si è scelto di imporre una fascia di rispetto di 3m per lato in conformità a quanto riportato nella norma CEI 11-17.

4.5 PUNTO DI CONNESSIONE

Come indicato da STMG si prevede che l'impianto agrivoltaico proposto sia collegato in antenna a 36kV sul futuro ampliamento della SE RTN 220/150 kV RTN di Oristano, punto di connessione (39°53'31.06"N 8°37'46.19"E).

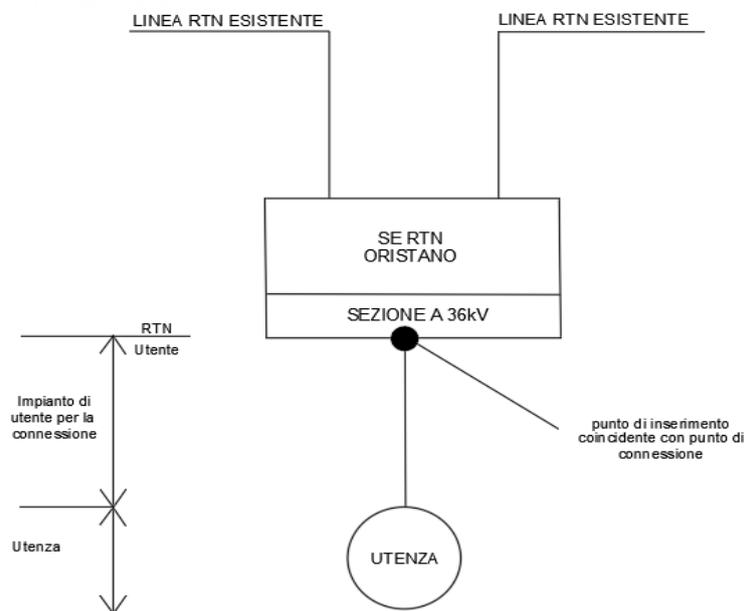


Figura 24 - Schema collegamento con futuro ampliamento della SE RTN 220/150 kV RTN di Oristano

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, l'elettrodotto a 36 kV per il collegamento in antenna dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo di arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

5. CONDIZIONI AMBIENTALI

Località	Marrubiu (OR)
Latitudine	39.806° N
Longitudine	8.655°E
Temperatura ambiente	media annua 26°C
Altitudine	8 m.s.l.m.
Ambiente	area agricola
Installazione	all'esterno
Sismicità	4
Vento e neve	ZONA III

6. 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:

$$I_1 = I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi)$$

$$I_2 = I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{2\pi}{3})} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right)$$

$$I_3 = I_b \cdot e^{-j(\varphi - \frac{4\pi}{3})} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right)$$

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

$$V_n = V_n + j0$$

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. Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle (ΣP_d a valle).

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 (ΣQ_d a valle).

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

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

7. 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 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la condotta in modo da verificare le condizioni:

$$\begin{aligned} a) \quad & I_b \leq I_n \leq I_z \\ b) \quad & I_f \leq 1.45 \cdot I_z \end{aligned}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. 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 condotta principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- condotta 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 condotta principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- 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);
- EC 60502-2 (6-30kV);
- IEC 61892-4 offshore (fino a 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.

Nel caso in oggetto sono state scelte i seguenti riferimenti normativi di posa:

- MEDIA TENSIONE:
CEI UNEL 35027: "Cavi di energia per tensione nominale da 1kV a 30kV. Portata di corrente in regime permanente – Posa in aria ed interrata", edizione seconda del 04/2009
- BASSA TENSIONE:
CEI-UNEL 35026: "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua. Portata di corrente in regime permanente per posa interrata", edizione seconda del 09/2000;
CEI-UNEL 35024/1: "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua. Portata di corrente in regime permanente per posa in aria", edizione prima del 05/2020;

di cui si riportano le tabelle utilizzate per il calcolo dei coefficienti di declassamento:

CEI UNEL 35027

Tabella 23 – Coefficienti di correzione per valori di resistività termica diversi da 1,5 K · m/W (cavi unipolari in tubi direttamente interrati)

Sezione del conduttore (mm ²)	Resistività termica (K · m/W)		
	1,0	2,0	2,5
10	1,11	0,92	0,85
16	1,11	0,92	0,85
25	1,12	0,91	0,85
35	1,12	0,91	0,84
50	1,12	0,91	0,84
70	1,12	0,91	0,84
95	1,13	0,91	0,84
120	1,13	0,91	0,84
150	1,13	0,91	0,83
185	1,13	0,91	0,83
240	1,14	0,90	0,83
300	1,14	0,90	0,83

Tabella 18 – Coefficienti di correzione per posa interrata e temperature ambientali diverse da 20°C

Temperatura massima conduttore (°C)	Temperatura ambiente del terreno (°C)			
	15	25	30	35
90	1,05	0,94	0,88	0,82

Tabella 21 – Coefficienti di correzione per valori di profondità di posa diversi da 0,8 m (cavi in tubi direttamente interrati)

Profondità di posa (m)	Cavi unipolari		Cavi tripolari
	Sezione del conduttore (mm ²)		
	≤185	>185	
1,0	0,98	0,97	0,99
1,25	0,96	0,95	0,97
1,5	0,95	0,93	0,96

Per i cavi in alluminio si specifica quanto segue:

4.2 Portate dei cavi con conduttori di alluminio

La portata del cavo con conduttori di alluminio si ottiene moltiplicando per 0,78 la portata del cavo con conduttori di rame di pari sezione nominale.

CEI UNEL 35026

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. III **Fattori di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano**

Tipo di posa: In tubi protettivi direttamente interrati

Un cavo multipolare per ciascun tubo

Numero di cavi	Distanza fra i circuiti ^(a) (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

Tipo di posa: In tubi protettivi direttamente interrati

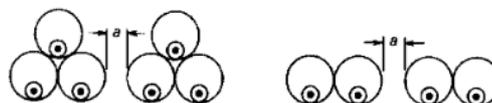
Un cavo unipolare per ciascun tubo

Numero di circuiti	Distanza fra i circuiti ^(a) (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Cavi multipolari:



Cavi unipolari:



Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari

Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari

Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

CEI UNEL 35024-1

Tabella 3 – Fattore di correzione k_1 per temperature ambiente diverse da 30 °C

Temperatura ambiente	Tipo di isolamento	
	Termoplastico (**)	Elastomerico (***)
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Tabella 4 – Fattori di correzione k_2 per circuiti realizzati con cavi installati in fascio o strato

Appendice A			Numero di circuiti o di cavi multipolari											
Condizioni di posa	Art.	Disposizione (cavi a contatto)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Condizioni di posa non previste negli art. 2-3-4-5 seguenti e nelle Tabelle 5 e 6	1	Raggruppati a fascio, annegati	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
11-12-25	2	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Nessuna ulteriore riduzione per più di 9 circuiti o cavi multipolari		
11A	3	Strato a soffitto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61			
13	4	Strato su passerelle perforate orizzontali o verticali (perforate o non perforate)	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
14-15 16-17	5	Strato su scala posa cavi o graffato ad un sostegno	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			
<p>NOTE</p> <p>(1) Questi fattori sono applicabili a fascio o strato di cavi simili, uniformemente caricati.</p> <p>(2) Dove le spazature orizzontali fra cavi adiacenti, appartenenti a circuiti diversi, superano di due volte il diametro esterno del cavo di sezione maggiore, non è necessario applicare il fattore di correzione.</p> <p>(3) Sono applicabili gli stessi fattori per:</p> <ul style="list-style-type: none"> • circuiti di cavi unipolari; • cavi multipolari. <p>(4) Se un sistema consiste sia di cavi bipolari sia tripolari, il numero di cavi è preso pari al numero dei circuiti e il corrispondente fattore è applicato alle tabelle per due conduttori caricati per i cavi bipolari e a quella per tre conduttori caricati per cavi tripolari.</p> <p>Esempio: un fascio di cavi multipolari installati su passerella, distanziati dalla parete, contiene 4 cavi bipolari da 25 mm² in materiale termoplastico e 4 cavi tripolari da 35 mm² in materiale termoplastico.</p> <p>Il numero totale di cavi (o circuiti) simili è pari a 8, a cui corrisponde un coefficiente di correzione di 0,52 (caso 1).</p> <p>Tale coefficiente si applica sia ai valori di portata relativi a cavi con 2 conduttori caricati da 25 mm² sia a 3 conduttori caricati da 35 mm².</p> <p>(119 A e 126 A rispettivamente) ricavati dalla Tabella 2.</p> <p>(5) Se un fascio o strato consiste di "n" cavi unipolari carichi, si possono considerare sia come n/2 circuiti bipolari per sistemi fase-fase o fase-terra, sia come n/3 circuiti tripolari per sistemi trifase.</p> <p>(6) I valori dati sono la media sulla gamma delle dimensioni dei conduttori e dei tipi di installazione. La tolleranza dei valori riportati è entro il 5 %.</p>														

Tabella 5 – Fattori di correzione $k_2^{(3)}$ per circuiti realizzati con cavi multipolari installati in strato su più supporti (per es. passerelle)

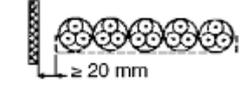
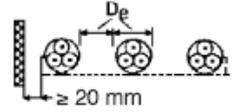
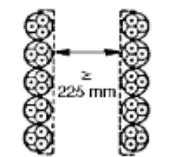
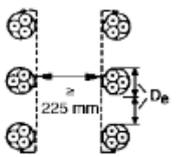
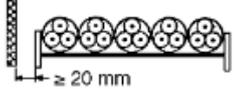
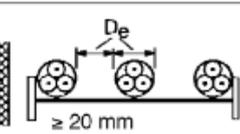
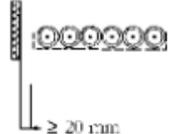
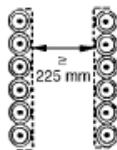
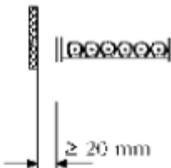
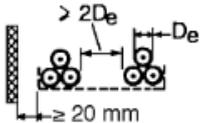
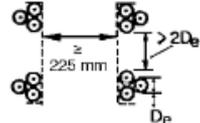
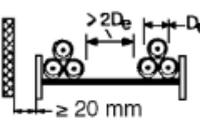
Appendice A	Metodo di installazione		Numero di cavi per ogni supporto						
			Numero di passerelle	1	2	3	4	6	9
13	Passerelle perforate (NOTA 1)		2 3	1,00 1,00	0,87 0,86	0,80 0,79	0,77 0,76	0,73 0,71	0,68 0,66
			2 3	1,00 1,00	0,99 0,98	0,96 0,95	0,92 0,91	0,87 0,85	– –
13	Passerelle verticali perforate (NOTA 2)		2	1,00	0,88	0,81	0,76	0,71	0,70
			2	1,00	0,91	0,88	0,87	0,85	–
14-15 16-17	Scala posa cavi o elemento di sostegno (NOTA 1)		2 3	1,00 1,00	0,86 0,85	0,80 0,79	0,78 0,76	0,76 0,73	0,73 0,70
			2 3	1,00 1,00	0,99 0,98	0,98 0,97	0,97 0,96	0,96 0,93	– –
<p>NOTE Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.</p> <p>(1) I valori sono relativi a distanze verticali tra le passerelle di 300 mm. Per distanze verticali minori i fattori dovrebbero essere ridotti.</p> <p>(2) I valori sono relativi a distanze orizzontali tra le passerelle di 225 mm, con passerelle montate dorso a dorso. Per distanze minori i fattori dovrebbero essere ridotti.</p> <p>(3) Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.</p>									

Tabella 6 – Fattori di correzione $k_2^{(3)}$ per circuiti realizzati con cavi unipolari installati in strato su più supporti (es. passerelle)

Per circuiti che hanno più cavi in parallelo per fase, ciascun gruppo trifase di conduttori dovrebbe essere considerato come un circuito ai fini dello scopo di questa tabella.

Appendice A	Metodo di installazione		Numero di circuiti trifasi				Utilizzato per
			Numero di passerelle	1	2	3	
13	Passerelle perforate (NOTA 1)		2 3	0,96 0,95	0,87 0,85	0,81 0,78	3 cavi in formazione orizzontale
13	Passerelle verticali perforate (NOTA 2)		2	0,95	0,84	–	3 cavi in formazione verticale
14-15 16-17	Scala posa cavi o elemento di sostegno (NOTA 1)		2 3	0,98 0,97	0,93 0,90	0,89 0,86	3 cavi in formazione orizzontale
13	Passerelle perforate (NOTA 1)		2 3	0,97 0,96	0,93 0,92	0,89 0,86	3 cavi in formazione a trefolo
13	Passerelle verticali (NOTA 2)		2	1,00	0,90	0,86	
14-15 16-17	Scala posa cavi o elemento di sostegno (NOTA 1)		2 3	0,97 0,96	0,95 0,94	0,93 0,90	

NOTE Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.

- (1) I valori sono relativi a distanze verticali tra le passerelle di 300 mm. Per distanze verticali minori i fattori dovrebbero essere ridotti.
- (2) I valori sono relativi a distanze orizzontali tra le passerelle di 225 mm, con passerelle montate dorso a dorso. Per distanze minori i fattori dovrebbero essere ridotti.
- (3) Questi fattori sono applicabili a cavi simili uniformemente caricati.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla I_{zmin} .

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.

8. 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 CEI 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-G	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

9. 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, possa 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 mm²;
- 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 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² 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 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se 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.

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.

10.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 conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:
 - 2,5 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.
- È 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.

11. 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:

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

espresse 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.

12. 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:

$$cdt(I_b) = \max \left(\left| \sum_{j=1}^k Z f_i \cdot I f_i - Z n_i \cdot I n_i \right| \right)_{f=R,S,T}$$

dove:

- f rappresenta le tre fasi R, S, T;
- n rappresenta il conduttore di neutro;
- i 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 Ω/km . 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.

13. FORNITURA DELLA RETE

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

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

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 EN 60909-0.

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

14. MEDIA E ALTA TENSIONE

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, $I_{k,max}$ (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, $I_{k,min}$ (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.

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

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:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1fi \max}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

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

15. TRASFORMATORI

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, 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 m Ω :

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

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

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

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in m Ω :

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

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 m Ω :

$$Z_d = |Z_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

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) avremo:

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

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

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

16.FATTORI DI CORREZIONE PER GENERATORI E TRASFORMATORI (EN 60909-0)

Per i trasformatori a due avvolgimenti, con o senza regolazione delle spire, quando si stanno calcolando le

correnti massime di cortocircuito, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza K_T tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$
$$K_T = 0.95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove:

$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e C_{maz} è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

17.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 dell'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

17.1 CALCOLO DELLE CORRENTI MASSIME DI CORTOCIRCUITO

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0.

Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase "vicino" alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima della rete, 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 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mW risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

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

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti dell'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:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

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:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

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:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, dell'utenza a monte, espressi in mΩ:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\ X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\ R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\ X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\ R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\ X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up} \end{aligned}$$

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 mΩ) di guasto trifase:

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

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

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 $I_{k1N \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in kA:

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

$$I_{k1N \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}}$$

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

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

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

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

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max}$$

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

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

dove:

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

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

17.2 CALCOLO DELLE CORRENTI MINIME DI CORTOCIRCUITO

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1.

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:

$$R_{d\ max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N\ max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE\ max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

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

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:

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

$$I_{k1N \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}}$$

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

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

17.3 CALCOLO GUASTI BIFASE-NEUTRO E BIFASE-TERRA

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d la impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{Z_0 - \alpha \cdot Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_d \cdot Z_0 + Z_i \cdot Z_0} \right|$$

e la corrente di picco:

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

18. 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 dell'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 ($I_{mag \max}$).

19. 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:

- $I_{cc} \min \geq I_{inters} \min$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
- $I_{cc} \max \leq I_{inters} \max$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).

b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:

- $I_{cc} \min \geq I_{inters} \min$.

c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:

- $I_{cc} \leq I_{inters} \max$.

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 la I_z dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito 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.

20. VERIFICA DI SELETTIVITÀ

È 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.

21. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRECTI

Secondo la norma 64-8 par. 413, un dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione per proteggere contro i contatti indiretti i circuiti e i componenti elettrici, in modo che, in caso di guasto, non possa persistere una tensione di contatto pericolosa per una persona.

È definita la tensione di contatto limite convenzionale a 50 V in c.a. e 120 V in c.c. non ondulata, oltre la quale esiste pericolo. Tuttavia, in alcune circostanze, è possibile superare tale valore purché la protezione intervenga entro 5 secondi o tempi definiti dalla norma, a seconda del sistema elettrico adottato.

21.1 SISTEMI Tn

Tutte le masse dell'impianto devono essere collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione con conduttori di protezione che devono essere messi a terra in corrispondenza o in prossimità di ogni trasformatore o generatore di alimentazione.

La norma richiede che deve essere soddisfatta la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

U_0 è la tensione nominale verso terra;

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, ed in Ampère corrisponde alla variabile $Z_{k1}(ft)$ max;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

È necessario verificare che:

$$I_a \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_0}{Z_s}$$

Dove la c.i. è una variabile utilizzata per il confronto con i valori di sgancio delle protezioni.

la c.i. normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $I_{k1}(ft)$ min calcolata.

Viene calcolata anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove Z_E è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

la c.i. assume il valore di 150V se quest'ultima è maggiore della $I_{k1}(ft)$ min, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che porta le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_s}\right)$$

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di la c.i. a 150V o 125V e assicurare di non superare mai le tensioni di contatto limite.

Per i sistemi TN-C, è necessario verificare la continuità del PEN e che non vi siano protezioni o sezionatori inseriti nel conduttore.

21.2 SISTEMI Tt

Tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Il punto neutro di ogni trasformatore o di ogni generatore deve essere collegato a terra, in modo da permettere l'interruzione dell'alimentazione al primo guasto franco su una massa collegata al dispersore di resistenza di terra R_E .

I dispositivi di protezione devono essere a corrente differenziale e deve essere soddisfatta la condizione:

$$R_E \cdot I_{dn} \leq U_L$$

dove:

R_E è la resistenza del dispersore dell'impianto di terra, al quale si aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile Z_E ;

I_{dn} è la corrente nominale differenziale;

U_L è la tensione limite convenzionale (normalmente 50 V).

È necessario verificare che:

$$I_{dn} \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_L}{Z_E}$$

Per completezza, quando vi sono tutti gli elementi per calcolare la corrente di circolazione di un guasto a terra, ossia la $I_{k1}(ft)$ min, allora la c.i. è scelta tra la maggiore delle due correnti, similmente al sistema TN:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{U_L}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_S}\right)$$

Ovviamente, per la normativa italiana, il dispositivo di protezione deve essere solo a corrente differenziale.

21.3 SISTEMI It

Nei sistemi IT le parti attive devono essere isolate da terra oppure essere collegate a terra attraverso un'impedenza di valore sufficientemente elevato.

Le masse devono essere messe a terra, e nel caso di un singolo guasto a terra, deve essere soddisfatta la

seguinte condizione:

$$R_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove:

RE è la resistenza del dispersore, al quale si aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile ZE ;

Id è la corrente del primo guasto a terra, che sarà pari alla corrente di guasto a terra Ik1(ft) min nelle condizioni complessive di rete definite nel progetto.

È necessario verificare che:

$$V_T = Z_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove VT è la tensione della massa a guasto.

La norma richiede l'interruzione automatica dell'alimentazione per un secondo guasto su di un conduttore attivo differente, ovviamente appartenente alla stessa area elettrica a valle della fornitura o di un trasformatore.

Viene indicata la formula che deve essere rispettata, che in generale è la seguente:

$$2 \cdot Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

Uo è la tensione nominale verso terra;

Zs è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente;

Ia è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il coefficiente 2 indica che il secondo guasto può manifestarsi in un circuito differente, ed in più la norma suggerisce di considerare il caso più severo, comprendendo anche i guasti sul neutro.

$$I_a \leq I_{a.c.i.} = \min_{s2} \frac{U_0}{(Z_{s1} + Z_{s2})}$$

dove:

Zs1 è l'impedenza dell'anello di guasto dell'utenza in considerazione;

Zs2 è l'impedenza dell'anello di guasto di una seconda utenza;

la c.i. è la minima corrente di guasto, calcolata permutando tutte le utenze s2 appartenenti alla stessa area elettrica di s1.

la c.i. normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $I_{k(IT) \min}$ calcolata.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove Z_E è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

la c.i. assume il valore di 150V se quest'ultima è maggiore della $I_{k(IT) \min}$, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che portano le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_{IT \max}}\right)$$

22. RIFERIMENTI NORMATIVI

22.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BASSA TENSIONE:

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) VIIIa Ed. 2007-07: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 2020: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

22.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MEDIA TENSIONE

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

Ing. Stefano Floris

