



UNIONE
EUROPEA



REGIONE
SICILIANA



COMUNE DI
CALTANISSETTA



COMUNE DI
SERRADIFALCO



COMUNE DI
SAN CATALDO



PROPONENTE:



RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l.

Via Andrea Doria, 41/G, 00192 Roma
C.F. e P.I.: 06400370968

SVILUPPATORE:



ATHENA ENERGIE S.p.A.

Via Duca, 25 - 93010 Serradifalco (CL)
C.F. e P.I.: 02042980850

COORDINATORE
DI PROGETTO:

Dott. Ing. STEFANO GASPAROTTO

Via Tommaso Grossi, 12 - 20900 Monza (MB)

PROGETTAZIONE:

INGEGNERIA CIVILE, ELETTRICA, AMBIENTALE E COORDINAM.:



MPOWER s.r.l.

Dott. Ing. Edoardo Boscarino

Via N. Machiavelli, 2 - 95030 Sant'Agata Li Battiati (CT)
PEC: mpower@pec.mpowersrl.it

TEAM DI PROGETTO:

Arch. Attilio Massarelli (Progettazione e Staff di Coord.) Ing. Roberto Ruggeri (Aspetti Strutturali)
Ing. Giovanni Battaglia (Progettazione e Staff di Coord.) Ing. Giovanni Chiovetta (Acustica Ambientale)
Ing. Agostino Sciacchitano (Progettazione) Biol. Domenico Catalano (Studio di Impatto Ambient.)
Ing. Cristina Luca (Sicurezza in Cantiere e Coord.) Geol. Stefania Serra (Studio di Impatto Ambientale)
Arch. Giuseppe Messina (Aspetti Paesaggistici) Ing. Gianni Barletta (Impianti Elettrici)
Geol. Marco Gagliano (GIS) Ing. Giuseppe Baiardo (Impianti Elettrici)
Geol. Francesco Buccheri (GIS) Prof. Agr. Salvatore Puleri (Aspetti Agron.e Mitig.Amb.)
Geol. Salvatore Bannò (Aspetti Geologici) Dott. Agr. Giuliano Di Salvo (Mitigazione Ambientale)
Geom. Alfredo Andò - ALPISCAN Srl (Topografia) Dott. Rosario Pignatello - IBLARCHÉ Srls (VPIA)

OPERE DI RETE:

INGEGNERIA OPERE DI RETE:



Dott. Ing. Giovanni Saraceno

Via G. Volpe, 92 - Pisa (PI)
email: giovanni.saraceno@3eingegneria.it
PEC: 3eingegneria@legalmail.it

OPERA:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI 99,00 MW DI PICCO E 80 MVA DI IMMISSIONE, DENOMINATO "CALTANISSETTA 2", UBICATO NELLA CONTRADA "GROTTA ROSSA" DEL COMUNE DI CALTANISSETTA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA REALIZZARSI NELLA CONTRADA "CUSATINO" DEL MEDESIMO COMUNE

OGGETTO:

PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO - ECONOMICA

RELAZIONE DI CALCOLO DIMENSIONAMENTO IMPIANTI ELETTRICI

IL PROPONENTE:

IL PROGETTISTA:



APPROVAZIONE:

00

30-07-2024

PRIMA EMISSIONE PER RICHIESTA AU E PROCEDURA VIA

GB/GB

GB

EB

REV.

DATA

OGGETTO DELLA REVISIONE

ELABORAZIONE

VERIFICA

APPROVAZIONE

SCALA:

CODICE DOCUMENTO:

CODICE ELABORATO:

FORMATO:

23-29/CL2

PFTE

RS06REL0040A0

00

COMMESSA

FASE

TAVOLA

REV.

R.22a.00

PROPONENTE

RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.
Via Andrea Doria n. 41/G, CAP 00192 - Roma
C.F. e P.IVA 06400370968

PROGETTO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI 99,00 MW_p DI PICCO E 80,00 MVA DI IMMISSIONE, DENOMINATO "CALTANISSETTA 2", UBICATO NELLA CONTRADA "GROTTA ROSSA" DEL COMUNE DI CALTANISSETTA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN, DA REALIZZARSI NELLA CONTRADA "CUSATINO" DEL MEDESIMO COMUNE

PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO – ECONOMICA

OGGETTO

RELAZIONE DI CALCOLO DIMENSIONAMENTO IMPIANTI ELETTRICI

ELENCO REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Redatto da	Revisionato da	Approvato da	Modifiche
0	30-07-2024	Istruttoria VIA/AU	G. Baiardo	G. Barletta	E. Boscarino	Prima emissione

Questo documento è di proprietà di RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L. È severamente vietato riprodurre questo documento, in tutto o in parte, e fornire a terzi qualsiasi informazione relativa senza il previo consenso scritto di RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.

SOMMARIO

1. PREMESSA	3
2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	5
2.1 UBICAZIONE DELL'AREA	5
2.2 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	9
3. DESCRIZIONE DEVI CAVI UTILIZZATI	13
3.1 CAVI SOLARI	13
3.2 CAVI DI BASSA TENSIONE	15
3.2.1 RETE ELETTRICA IN BASSA TENSIONE IN CORRENTE ALTERNATA	17
3.3 CAVI DI ALTA TENSIONE	17
3.3.1 RETE ELETTRICA INTERNA IN ALTA TENSIONE	19
3.3.2 RETE ELETTRICA DI CONNESSIONE IN ALTA TENSIONE	21
4. CALCOLO ELETTRICO RETE BT ED MT	24
3.1 PREMESSA	24
3.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	24
3.3 ARMONICHE	25
3.4 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI	26
3.5 INTEGRALE DI JOULE	27
3.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO	28
3.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	29
3.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI	30
3.9 CADUTE DI TENSIONE	30
3.10 TRASFORMATORI	31
3.11 FATTORI DI CORREZIONE PER TRASFORMATORI (EN 60909-0)	33
3.12 CALCOLO DEI GUASTI	33
3.13 GUASTI MONOFASI A TERRA LINEE MT	37
3.14 SCELTA DELLE PROTEZIONI	39
3.15 VERIFICA DEI TA DI PROTEZIONE SECONDO CEI 0-16	40
3.16 VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE	42
3.17 VERIFICA DI SELETTIVITÀ	43
3.18 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	43
3.19 FUNZIONAMENTO IN SOCCORSO	45
3.20 MASSIMA LUNGHEZZA PROTETTA	45
5. CONCLUSIONI	47
6. RIFERIMENTI NORMATIVI	48

1. PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnica Descrittiva Impianti Elettrici del progetto, proposto dalla società RWE Renewables Italia Srl, che prevede la nuova realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato “CALTANISSETTA 2”, di potenza complessiva pari a circa 99,00 MWp e delle relative opere per la connessione alla RTN, installato su terreno agricolo sito nel Comune di Caltanissetta (CL), Contrada Grottarossa, su un’area complessiva di circa 242 ha, superficie totale netta (proiezione al suolo dei moduli fotovoltaici) pari a circa 43 ha ed una superficie totale, (proiezione al suolo di tutte le strutture costituenti l’impianto), pari a soli 43,1 ha.

All’interno dell’area di impianto saranno installati 159.684 moduli fotovoltaici bifacciali di ultima generazione da 620 Wp su strutture, per la maggior parte, ad inseguimento monoassiale, 229 inverter da 350 kVA e 36 cabine elettriche di trasformazione e distribuzione MT/BT. Tutto rimovibile a fine vita impianto con un tasso molto elevato di riciclo della componentistica e dei materiali impiegati. Si tratta quindi di un impianto a bassissimo impatto ambientale sul luogo di installazione, che vede la maggiore, seppur contenuta, interferenza con l’ambiente circostante durante il circoscritto periodo di cantiere.

L’energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete di trasmissione nazionale per mezzo di un elettrodotto di collegamento a 36 kV di lunghezza pari a circa 5,8 km, tra l’impianto agrivoltaico e la sezione a 36 kV della nuova SE di Terna 150/36 kV da inserire in entrata - esce sulla linea RTN a 150 kV “Canicatti – Caltanissetta”, conformemente al preventivo di connessione elaborato da Terna (Codice Pratica: 201901114).

Tali infrastrutture di rete per la connessione, per le quali Terna ha già approvato la prefattibilità, sono da realizzarsi nella Contrada Cusatino del Comune di Caltanissetta (CL).

Il soggetto proponente dell’iniziativa è la Società RWE Renewables Italia Srl avente sede legale ed operativa a Roma (RM) Via Andrea Doria n. 41/G – CAP 00192, C.F. e P.IVA 06400370968.

Il progetto in esame è configurabile come intervento rientrante tra le categorie elencate nell’Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ed è pertanto soggetto alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in sede statale in quanto:

“impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.” (fattispecie aggiunta dall’art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021).

Ai sensi del comma 2-bis dell’art. 7-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. il presente progetto rientra tra “Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell’Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.”

Come le opere della stessa tipologia, definite dal Parlamento “strategiche” per il Paese, questo progetto “agrivoltaico” ha contenuti e ricadute economico-sociali di grande rilievo, mentre i potenziali impatti negativi sono stati opportunamente mitigati con gli interventi mirati che vengono descritti nella documentazione di progetto.

Tale progetto “agrivoltaico” consente all’impianto installato di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili a zero emissioni nel luogo di produzione, attraverso un sistema strettamente

integrato con l'attività agricola, creando sinergie tra progetti di pari rilevanza e dignità, come illustrato negli elaborati allegati.

2. DESCRIZIONE AGRIVOLTAICO

GENERALE

DELL'IMPIANTO

2.1 Ubicazione dell'area

L'area di intervento dell'impianto agrivoltaico in oggetto, denominato "CALTANISSETTA 2" della potenza di circa 99,00 MWp e 80,00 MVA di immissione, è ubicato nella contrada "GROTTA ROSSA" del comune di Caltanissetta (CL) e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nella contrada "Cusatino" del medesimo comune.

L'area di intervento occupa una superficie complessiva di circa 242 ha, mentre quella relativa alle aree utili di impianto è pari a circa 43 ha (Figg. 2-1, 2-2).

Anche le opere per la connessione alla RTN ricadono all'interno del comune di Caltanissetta. L'impianto sarà collegato alla Stazione Elettrica "Racalmuto 3" per mezzo di linee in cavo interrato a 36 kV. Il tracciato degli elettrodotti interrati è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso il più possibile sul sedime di strade esistenti.

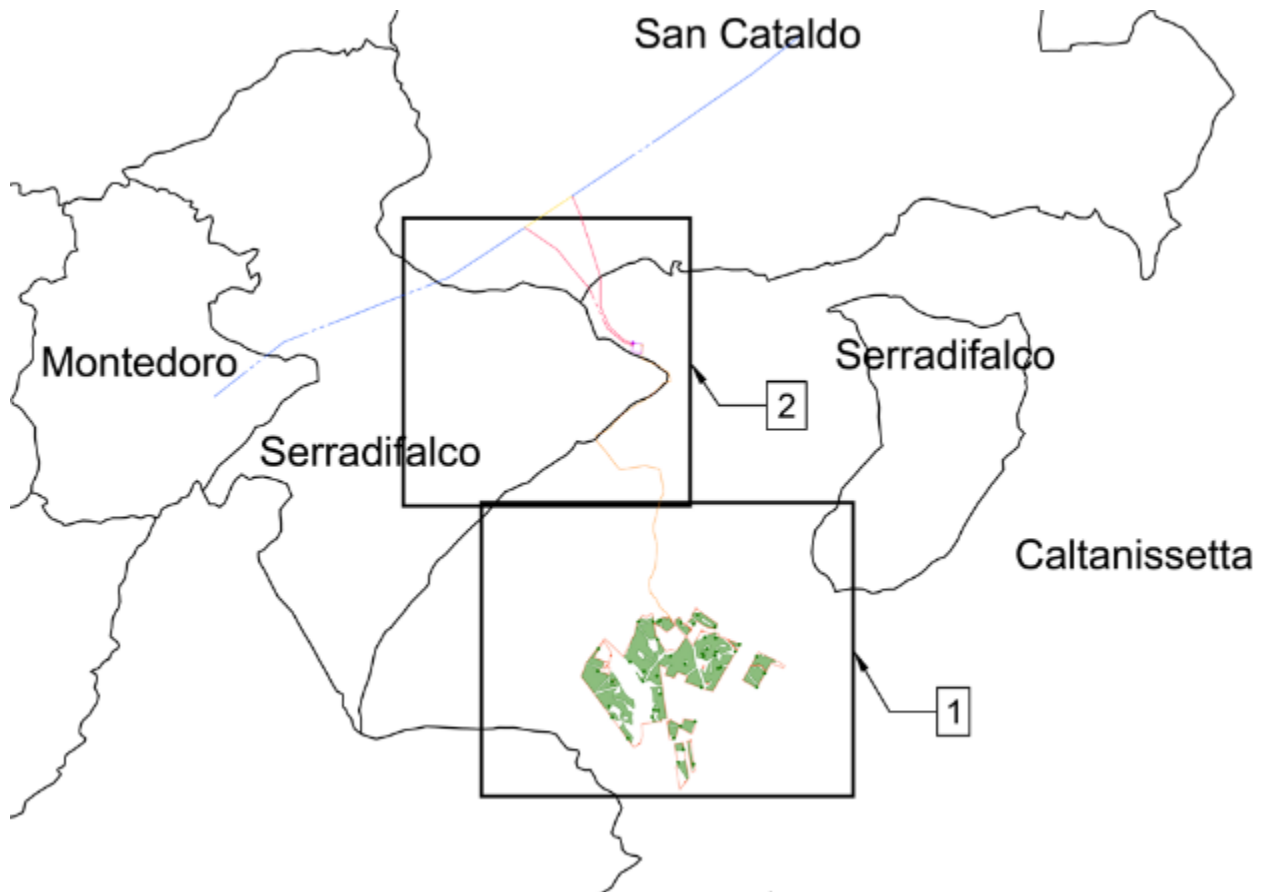


Figura 2-1: Inquadramento aree d'impianto, cavidotto di connessione e SE su carta dei confini comunali.

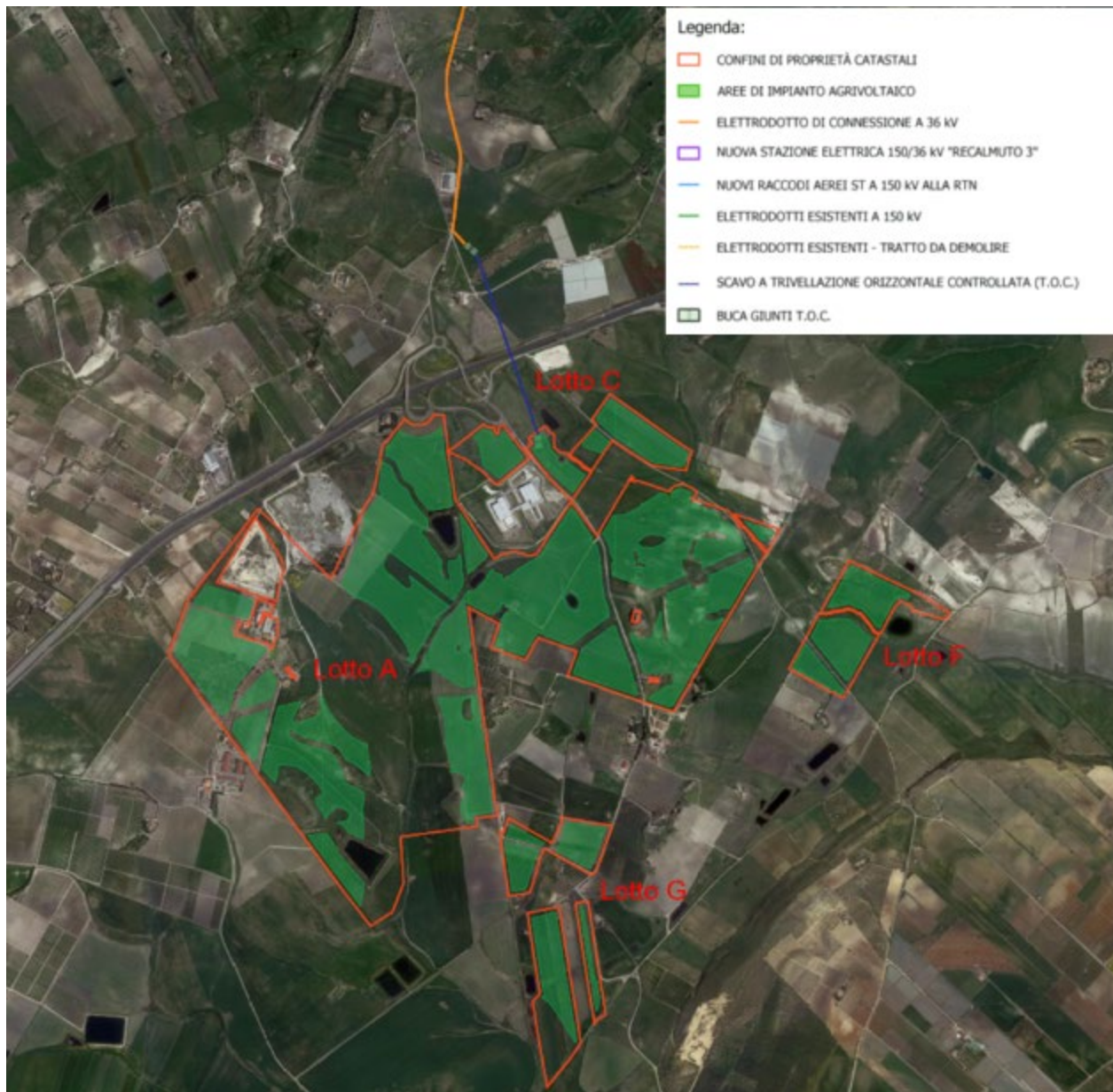


Figura 2-2: Inquadramento dell'area d'impianto su ortofoto.



Figura 2-3: Inquadramento territoriale area SE e Raccordi su ortofoto.

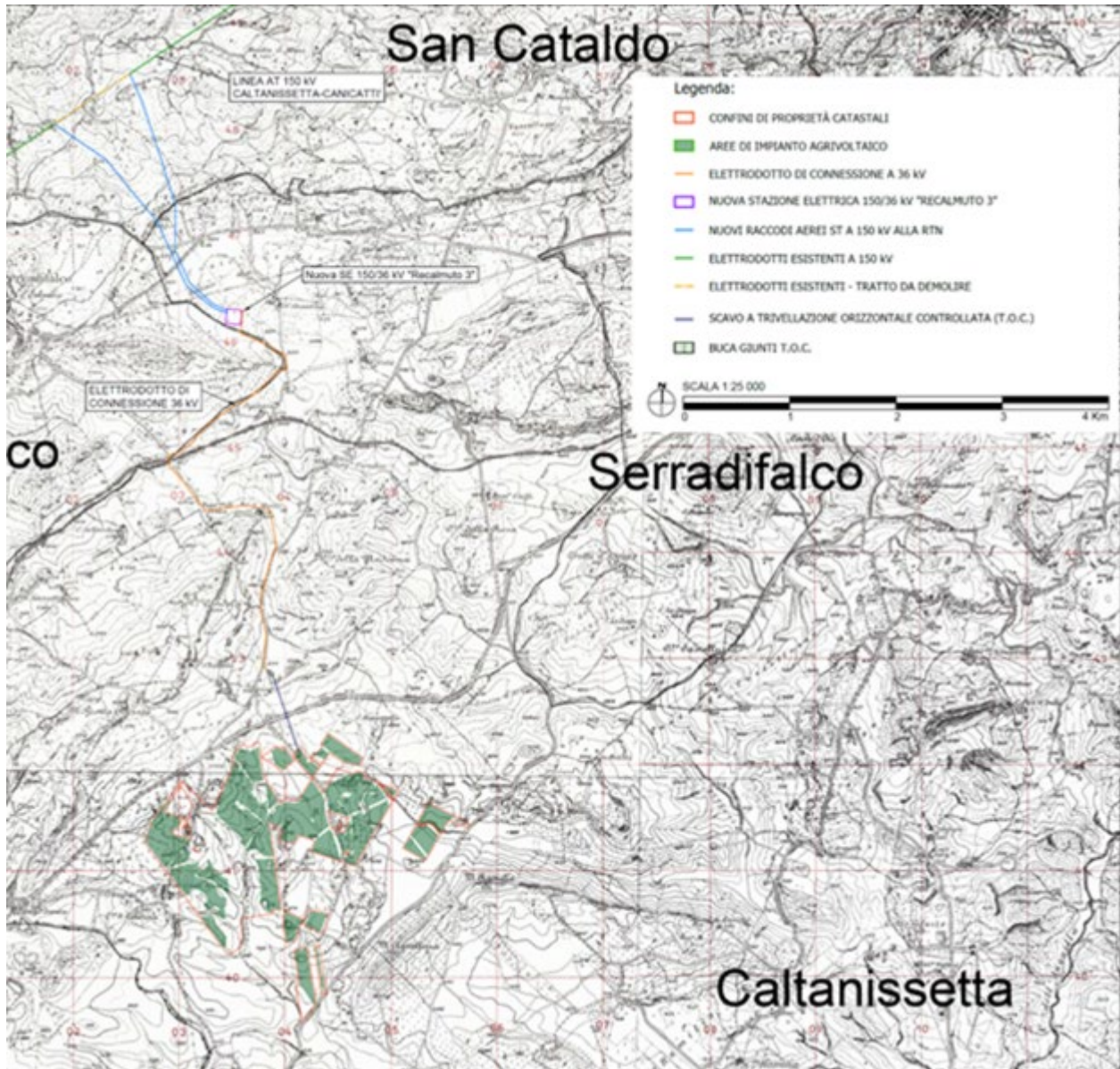


Figura 2-4: Stralcio dell'impianto e del percorso dell'elettrodotto a 36 kV su IGM.

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali informazioni generali e sull'ubicazione dell'impianto di progetto:

RIEPILOGO DATI IMPIANTO AGRIVOLTAICO "CALTANISSETTA 2"	
Proponente:	RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L., con sede in Via Andrea Doria n. 41/G a Roma – CAP 00192, C.F. e P.IVA 06400370968
Sviluppatore:	ATHENA ENERGIE S.P.A., con sede in Via Duca n. 25 a Serradifalco (CL) – CAP 93010, C.F. e P.IVA 02042980850.
Luogo di installazione:	Comune di Caltanissetta – Contrade Grotta Rossa e Cusatino (Impianto agrivoltaico, Cavidotto di connessione a 36 kV e nuova Stazione Elettrica di Terna a 150/36 kV)
Luogo di installazione:	Comune di Serradifalco – Contrada Cusatino (Parte Cavidotto)
Luogo di installazione:	Comune di San Cataldo – Contrade Cusatino e Mandrà (Raccordi aerei e opere di connessione alla RTN)
Denominazione impianto:	Agrivoltaico "Caltanissetta 2"
Particelle catastali area impianto:	Comune di Caltanissetta (CL)

	<p>al foglio 210, particelle 40, 94, 128, 129, 142, 181, 216, 308, 310, 311, 312; al foglio 240, particelle 1, 3, 39, 41, 42, 43, 60, 63, 74, 75, 90, 94, 95, 96, 97, 100, 102, 112, 157, 158, 159, 169, 324, 354; al foglio 241, particelle 11, 16, 17, 22, 24, 25, 28, 34, 35, 36, 38, 40, 41, 42, 44, 48, 50, 53, 74, 84, 92, 95, 96, 104, 105, 107, 108, 109, 110, 115, 117, 118, 129, 131, 133, 160, 170, 171, 172, 173, 175, 204, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 214, 215, 217, 218, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 236, 239, 271, 310.</p>	
Particelle catastali Stazione Elettrica:	Comune di Caltanissetta (CL) Foglio 144, Part. 26	
Potenza:	99,00 MWp di picco e 80,00 MVA di immissione	
Informazioni generali sul sito di impianto:	Sito in prevalenza agricolo, facilmente raggiungibile dalla SS 640 svincolo Delia-Serradifalco. Attualmente il sito ha connotazioni agricole.	
Impatto visivo:	Impatto visivo contenuto, con inserimento dei moduli FV in strutture di sostegno a bassa visibilità con altezza di m. 2,50, realizzazione di fascia di mitigazione perimetrali e di filari di colture agricole intervallate alle stringhe fotovoltaiche.	
Modalità connessione alla rete (STMG TERNA):	La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna prevede che l'impianto agrivoltaico venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) 150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV "Canicatti - Caltanissetta", previa realizzazione dei seguenti interventi previsti nel Piano di Sviluppo Terna: <ul style="list-style-type: none"> - Potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV "Canicatti - Caltanissetta"; - Realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN 150 kV di collegamento tra le Cabine Primarie di Canicatti e Ravanusa; - Realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 150 kV "Cammarata - Casteltermini - Campofranco FS". 	
Tipo strutture di sostegno dei moduli:	Strutture in materiale metallico, zincate a caldo, di tipo ad inseguimento monoassiale e strutture di sostegno fisse a "canopy"	
Azimuth di installazione:	0°	
Zonizzazione PRG area impianto:	"E2 - Verde agricolo dei feudi" (art. 12_39_41 delle N.T.A.)	
Zonizzazione PRG area Stazione Elettrica:	"E2 - Verde agricolo dei feudi" (art. 12_39_41 delle N.T.A.)	
Rete elettrica di collegamento:	36 KV	
Coordinate impianto da Google Earth (punto baricentrico):	37,412256 X 13,914421 Y	37° 24' 44,12" N 13° 54' 51,92" E
Coordinate SE Terna "Racalmuto 3" da 150/36 kV da Google Earth (punto baricentrico):	37,456201 X 13,908556 Y	37° 27' 22,32" N 13° 54' 30,8" E

Tabella 2-1: Riepilogo informazioni generali e ubicazione area d'impianto.

2.2 Descrizione generale del progetto

L'impianto agrivoltaico previsto, ha una potenza di picco complessiva pari a circa **99 MW_p** e **80,15 MVA** di immissione.

L'architettura di sistema utilizzata prevede la suddivisione del campo agrivoltaico in quattro lotti (A, C, F e G), suddivise, a loro volta, in 17 aree, di cui 15 sono effettivamente occupate dall'impianto.

All'interno delle aree di impianto saranno installati moduli fotovoltaici bifacciali di ultima generazione da 620 Wp, per un totale di 159.684 moduli, su diverse tipologie di strutture, ovvero:

- Strutture ad inseguimento monoassiale con asse preferibilmente Nord-Sud, conseguentemente con pannelli orientati Est-Ovest ed inclinazione di $+55^{\circ}/-55^{\circ}$. Le strutture presenteranno una distanza di interasse (Pitch) prevalente di 10,5 metri, ad eccezione dell'area di impianto 9 all'interno del lotto A (Fig. 2-5).
- Strutture fisse a canopy e posa dei moduli con tilt di 20° ed azimuth pari a 17° . Questa tipologia di struttura, con distanza di interasse di 4,5 metri, sarà utilizzata nella zona dell'area 12, del lotto, A dove attualmente sono presenti vigneti da uva da tavola (Fig. 2-5).



- AREA CON PITCH A 9 METRI
- AREA CON PITCH A 10,5 METRI
- AREA CON VIGNETO UVA DA TAVOLA
- CONFINI DI PROPRIETÀ CATASTALI

Figura 2-5: Inquadramento dell'impianto con individuazioni delle aree con differenti caratteristiche tecniche.

Il design di impianto prevede l'installazione di inverter di stringa, per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata, di taglia pari 350 kVA, per un totale di 229 inverter. Ad ogni inverter saranno collegati prevalentemente un numero di stringhe pari a 25 ed in alcuni casi, pari a 24.

É prevista inoltre l'installazione di cabine di sottocampo, all'interno del quale sarà installato:

- Un quadro di bassa tensione (Power Center), per raccogliere l'energia elettrica ad 800 V proveniente dai relativi inverter;
- Un trasformatore di potenza MT/BT, di taglia che varia da 1.400 kVA a 3.150 kVA, utilizzato per aumentare il livello di tensione da 0,8 V a 36 kV.
- Un quadro di media tensione, contenente tre celle MT, di cui una sarà utilizzata per il collegamento del trasformatore, e le altre due per il collegamento in entra-esci con le altre cabine di sottocampo.

In totale, è prevista l'installazione di 36 cabine di sottocampo ed 1 cabina di raccolta.

Quest'ultima servirà per raccogliere i cinque circuiti in entra-esci provenienti dalle cabine di sottocampo e per la partenza delle terne da utilizzare per la connessione alla stazione elettrica.

Di seguito si riportano un riepilogo dei dati di impianto per lotto (Tab. 2-2):

RIEPILOGO DATI LOTTI IMPIANTO AGRIVOLTAICO "CALTANISSETTA 2"												
A	B	C	D	E	F	G	H	I	L	M	N	O
NUMERAZIONE AREE	SOTTO CAMPO	CABINA DI SOTTOCAMPO	Potenza trafo [kVA]	Numero moduli da 620 W (tipo Jinko Solar mod. Tiger Neo N-type 66HL4M-BDV 600-620 Watt)	Potenza DC [kWp]	Numero di inverter da 24 stringhe	Numero di inverter da 25 stringhe	Numero totale di inverter da 350 kVA	Numero di inverter per area	Potenza AC totale per area [kVA]	Numero di inverter per cabina	Potenza AC per cabina [kVA]
2	C	CS.2.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100
4		-	N.B. Inverter collegati alla cabina CS.3.1	1.400	868,00	0	2	2	2	700	-	-
3	A	CS.3.1	2500	2.688	1.666,56	4	0	4	4	1400	6	2100
6		CS.6.1	2000	6.860	4.253,20	5	0	5	10	3500	5	1750
		CS.6.2	2000			0	5	5			5	1750
7		CS.7.1	2500	22.764	14.113,68	0	6	6	33	11550	6	2100
		CS.7.2	2500			0	6	6			6	2100
		CS.7.3	2500			6	1	7			7	2450
		CS.7.4	2500			6	1	7			7	2450
		CS.7.5	2500			0	7	7			7	2450
8		CS.8.1	2500	25.872	16.040,64	1	5	6	37	12950	6	2100
		CS.8.2	2500			0	6	6			6	2100
		CS.8.3	2500			0	6	6			6	2100
		CS.8.4	2500			0	6	6			6	2100
		CS.8.5	2500			0	6	6			6	2100
		CS.8.6	2500			0	7	7			7	2450
9		CS.9.1	2500	34.300	21.266,00	0	7	7	49	17150	7	2450
		CS.9.2	2500			0	7	7			7	2450
		CS.9.3	2500			0	6	6			6	2100
		CS.9.4	2500			0	6	6			6	2100
		CS.9.5	3150			0	8	8			8	2800
		CS.9.6	3150			0	8	8			8	2800
	CS.9.7	2500	0			7	7	7			2450	
12*	CS.12.1	2500	12.600	7.812,00	0	6	6	18	6300	6	2100	
	CS.12.2	2500			0	6	6			6	2100	
	CS.12.3	2500			0	6	6			6	2100	
13	C.13.1	3150	14.000	8.680,00	0	8	8	20	7000	8	2800	
	C.13.2	2500			0	6	6			6	2100	
15	C.15.1	2000	2.800	1.736,00	0	4	4	4	1400	4	1400	
	C.16.1	2500			0	7	7			7	2.450	
16	C.16.2	2500	11.900	7.378,00	0	7	7	17	5.950	7	2.450	
	C.16.3	2500			0	3	3			3	2.100	
18		-	N.B. Inverter collegati alla cabina	2100	1.302,00	0	3	3	3	1.050	-	-
10	F	CS.10.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100
11		CS.11.1	2500	4.200	2.604,00	0	6	6	6	2100	6	2100
17		CS.17.1	2500	2.800	1.736,00	0	4	4	4	1400	7	2450
19	G	CS.19.1	N.B. Inverter collegati alla cabina	2.100	1.302,00	0	3	3	3	1050	-	-
20		CS.20.1	2500	4.900	3.038,00	0	7	7	7	2450	7	2450
*Sottocampo con strutture tracker e strutture fisse (moduli in configurazione fissa: 7.700)												
TOTALE		37		159.684	99.004	22	207	229	229	80.150	229	80.150

Tabella 2-2: Riepilogo dati di Impianto per lotti.

3. DESCRIZIONE DEI CAVI UTILIZZATI

3.1 Cavi solari

I cavi considerati per il collegamento delle stringhe ai rispettivi inverter sono gli H1Z2Z2-K 1,5/1,5 kV_{cc}, chiamati anche cavi solari.

L' H1Z2Z2-K è un cavo con conduttore realizzato in rame stagnato in formazione flessibile di classe 5, isolato e rivestivo esternamente tramite elastomero reticolato atossico di qualità Z2.

Di seguito di riportano le schede tecniche per la tipologia di cavo considerato.

CAVI BASSA TENSIONE - PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI - ZERO ALOGENI
LOW VOLTAGE CABLES SOLAR PLANTS - HALOGEN FREE

H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc

Bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi, non propaganti la fiamma, resistenti ai raggi UV
Low emissions of smoke, zero halogen, Flame retardant, UV resistant



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	CEI EN 50618
Resistenza raggi UV / UV Resistance	CEI EN 50618
Resistenza all'ozono / Ozone Resistance	CEI EN 60811-403
Resistenza elettrica / DC resistance	CEI EN 60228 (Tab. 9)
Portata di corrente / Current capacity	CEI EN 50618
Resistenza alla sollecitazione termica / Thermal stress resistance	CEI EN 60216-1
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive	2014/35/UE
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/UE



Scarica la scheda tecnica completa

Le immagini sono puramente illustrative e coperte da copyright ©



REAZIONE AL FUOCO/REACTION TO FIRE

REGOLAMENTO/REGULATION 305/2011/UE

Norma/Standard	EN 50575:2014+A1:2016
Classe/Class	C_{ca}-s1b, d1, a1
Classificazione/Classification (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Prova di non propagazione della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato/Test for resistance to vertical flame propagation for a single insulated conductor or cable	EN 60332-1-2
Misura della densità di fumo / Measurement of smoke density	CEI EN 61034-2
Propagazione di fiamma e sviluppo di calore e di fumo in condizione di incendio/Flame spread and development of heat and smoke under fire conditions	EN 50399
Grado di acidità dei gas / Degree of acidity of gas	EN 60754-2
Organismo notificato/Notified body	L.A.PI. - 0987

H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc



CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVac 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216)

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Uso previsto in installazioni fotovoltaici es. in conformità all'HD 60364-7-712. Adatti per applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (Classe di protezione II). Intrinsecamente sono a prova di cortocircuito e di dispersioni a terra in conformità all'HD 60364-5-52. Adatti per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Rated voltage U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVdc
- Maximum voltage: 1,2 kVac 1,8 kVdc
- Testing Voltage: 6,5 kVac 15 kVdc
- Max working temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -25°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter

SPECIAL FEATURES

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120°C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216)

USE AND INSTALLATION

Intended use in photovoltaic installations and. in accordance with HD 60364-7-712. Suitable for application on devices with protective insulation (protection class II). They are inherently short-circuit proof and earth leakage pursuant to HD 60364-5-52. Suitable for permanent use outdoors or indoors, for mobile free installation, free hanging and fixed. Installation also in conduits and ducts on, inside or under plaster as well as in equipment.

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION



CONDUTTORE	CONDUCTOR
Materiale: Rame stagnato, formazione flessibile, classe 5	Material: Tinned copper, class 5
ISOLANTE	INSULATION
Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2	Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2
Colore: naturale	Colour: natural
CEI EN 50618	CEI EN 50618
GUAINA ESTERNA	OUTER SHEATH
Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2	Material: Non-toxic crosslinked elastomer quality Z2
Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015	Colour: black RAL 9005, red RAL 3013, blue RAL 5015
CEI EN 50618	CEI EN 50618

Formazione Size	Ø esterno medio Medium Ø outer	Peso medio cavo Medium Weight	Resistenza elettrica Electrical Resistance max a 20°C	Portata di corrente / Current rating		
				Cavo singolo libero in aria	Cavo singolo su unica superficie	Due cavi caricati che si toccano su una superficie
n° x mm ²	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A
1 x 1,5	4,7	34	13,3	30	29	24
1 x 2,5	5,2	47	7,98	41	39	33
1 x 4	5,8	58	4,95	55	52	44
1 x 6	6,5	80	3,3	70	67	57
1 x 10	7,9	127	1,91	98	93	79
1 x 16	8,8	180	1,21	132	125	107
1 x 25	10,6	270	0,78	176	167	142
1 x 35	12,0	360	0,554	218	207	176
1 x 50	14,1	515	0,386	276	262	221
1 x 70	15,9	720	0,272	347	330	278
1 x 95	17,7	915	0,206	416	395	333
1 x 120	19,8	1160	0,161	488	464	390
1 x 150	21,7	1460	0,129	566	538	453
1 x 185	24,1	1780	0,106	644	612	515
1 x 240	26,7	2400	0,0801	775	736	620

Temperatura ambientale 60°C - Temperatura max conduttore: 120°C
Ambient temperature 60 °C - Max conductor temperature: 120 °C

Nota: Il periodo di uso previsto ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una massima temperatura ambientale di 90°C è limitato a 20.000h
Note: The intended period of use at a maximum conductor temperature of 120 °C and a maximum ambient temperature of 90 °C is limited to 20,000h



Figura 3-1: Scheda tecnica cavi solari.

3.2 Cavi di bassa tensione

I cavi considerati per il collegamento degli inverter alle rispettive cabine di sottocampo sono gli ARE4R 0,6/1 kV.

L'ARE4R è un cavo unipolare di bassa tensione con conduttore in alluminio a corda compatta di classe 2, isolato in XLPE e guaina in PVC.

Di seguito di riportano le schede tecniche per la tipologia di cavo considerato.

CAVI BASSA TENSIONE - ENERGIA
LOW VOLTAGE - POWER

ARE4R - ARE4OR 0,6/1 kV

BASSA TENSIONE UNIPOLARI E MULTIPOLARI - ENERGIA
LOW VOLTAGE SINGLE CORE AND MULTICORE CABLES - ENERGY

NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT

NON PROPAGANTE
L'INCENDIO
FIRE RETARDANT

BASSA EMISSIONE
FUMI, GAS TOSSICI E
CORROSIVI
LOW EMISSION OF
SMOKE, TOXIC AND
CORROSIVE GASES

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE	
Costruzione e requisiti/Construction and specifications	CEI 20-13
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2 (CEI 20-35/1-2)
Propagazione incendio/Fire propagation	CEI EN 20-22 II
Emissione gas/Gas emission	CEI EN 50267-2-1 (CEI 20-37/2-1)
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive	2006/95/CE
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/CE

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U_1 : 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U_1 : 0,6/1 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Maximum tensile stress: 50 N/mm²
- Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Cavi non propaganti l'incendio; ridotta emissione di gas tossici e corrosivi; buon comportamento alle basse temperature.

SPECIAL FEATURES

Fire retardant; Low emission of smoke, toxic and corrosive gases; good behavior at low temperatures.

CONDIZIONI DI IMPIEGO:






Per trasporto energia nell'edilizia industriale e/o residenziale e negli impianti fotovoltaici. Adatto per posa fissa all'interno in locali anche bagnati o all'esterno; posa fissa su murature e strutture metalliche, su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Ammessa anche la posa interrata diretta o indiretta.

USE AND INSTALLATION

Power cable for industrial and/or residential uses and photovoltaic systems. Suitable to fixed installation indoor or outdoor even in wet environments; it can be fixed on walls and/or metal structures, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly or indirectly buried.

ARE4R - ARE4OR 0,6/1 kV

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION

	CONDUTTORE Materiale: Alluminio, corda rigida compatta, classe 2	CONDUCTOR Material: Aluminium stranded wire class 2
	ISOLAMENTO Materiale: Polietilene reticolato E4 ad elevate prestazioni elettriche, meccaniche e termiche CEI EN 50636-0 (CEI 20-11/0). Colore: HD 308 (CEI-UNEL 00722)	INSULATION Material: Cross-linked polyethylene compound, high performance electrical, mechanical and thermal stresses Colour: HD 308 (CEI-UNEL 00722)
	CORDATURA TOTALE Tipo: i conduttori isolati sono cordati insieme	TOTAL STRANDING Type: The cores are stranded together in concentric lay
	GUAINA RIEMPITIVA Materiale: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari) Colore: naturale	BINDER Material: thermoplastic, penetrating between the cores (multicore cables only) Colour: Natural
	GUAINA ESTERNA Materiale: PVC, qualità Rz Colore: grigio	OUTER SHEATH Material: PVC compound, Rz quality Colour: grey

Unipolari/Single core

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Resist. elettrica max a 20° C	Portata di corrente				Raggio minimo di curvatura	
	Size	Approx. conduct. Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	outer Ø	Approx. cable weight	Max electrical resist. at 20° C	Current rating				Minimum bending radius
	n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	in aria a in air at 30° C	in tubo in aria a in pipe in air at 30° C	interrato a Underground at 20° C	in tubo interrato a In underground pipe at 20° C	mm
	1 x 16	4,75	0,7	1,4	9,0	110	1,91	78				
	1 x 25	6,0	0,9	1,4	10,5	160	1,20	106				
	1 x 35	7,0	0,9	1,4	12,5	200	0,868	132	112	149	103	50
	1 x 50	8,2	1,0	1,4	14,0	245	0,641	161	137	176	129	55
	1 x 70	9,8	1,1	1,4	16,0	330	0,443	209	173	216	159	65
	1 x 95	11,5	1,1	1,5	17,7	420	0,320	256	210	258	189	70
	1 x 120	13,1	1,2	1,5	19,6	510	0,253	299	243	294	214	80
	1 x 150	14,3	1,4	1,6	21,6	620	0,206	346	277	328	253	90
	1 x 185	16,1	1,6	1,6	23,9	750	0,164	398	325	371	284	95
	1 x 240	18,5	1,7	1,7	26,9	970	0,125	473	382	429	333	110
	1 x 300	20,7	1,8	1,8	29,6	1.170	0,100	548	-	484	378	120
	1 x 400	23,5	2,0	1,9	33,2	1.470	0,0778	642	-	546	440	135
	1 x 500	26,5	2,2	2,0	37,1	1.860	0,0605	738	-	616	498	150

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a: n°3 conduttori attivi
 - Profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati
 - Resistività termica del terreno pari a 1,0° cmW
 N.B. Current rating values are referred to: n° 3 loaded conductors
 - Installation depth for underground cables 0,8 m
 - The thermal resistivity of the ground 1,0° cmW

Figura 3-2: Scheda tecnica cavi di bassa tensione.

3.2.1 Rete elettrica in bassa tensione in corrente alternata

La rete in bassa tensione interna all'impianto prevede il collegamento degli inverter alle rispettive cabine di sottocampo ed è realizzata tramite cavo ARE4R 0,6/1 kV in formazione 3x(1x500).

I cavi saranno posati, a trifoglio entro tubo corrugato, ad una profondità di posa di circa 1,1 metri dal piano di campagna.

Nel caso in cui vi sia una compresenza di terne all'interno della stessa sezione di scavo, i rispettivi tubi corrugati saranno posati a contatto tra di loro. Nella figura seguente viene rappresentata una sezione tipica di posa cavidotti di bassa tensione, estratta dal grafico "RS06EPD0066A0_Tav.023a_SEZIONI TIPICHE DI POSA CAVIDOTTI DI BASSA TENSIONE", nella quale viene mostrata la posa di 9 terne di cavi all'interno dello stesso scavo.

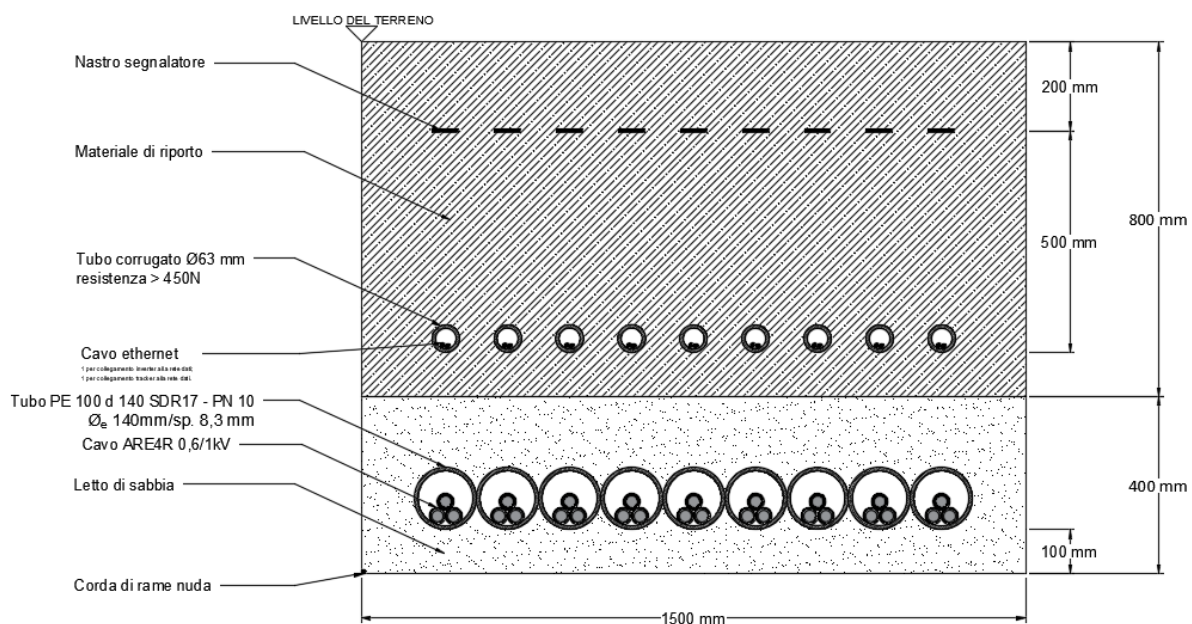


Figura 3-3: Sezione di posa su terreno agricolo 9 terne di cavi di bassa tensione

Il percorso delle linee BT si svolge interamente all'interno dell'area di impianto.

3.3 Cavi di alta tensione

La rete in alta tensione ed è realizzata tramite cavo ARE4H5E 26/45 kV.

L'ARE4H5E è un cavo unipolare di media tensione con conduttore in alluminio rigido di classe 2, con un primo strato di semiconduttore estruso, isolato in XLPE, un secondo strato di semiconduttore estruso, schermo con nastro di alluminio avvolto a cilindri longitudinali e guaina in polietilene.

Di seguito di riportano le schede tecniche per la tipologia di cavo considerato.

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTS-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTS-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)



Condizioni di posa / Laying conditions



MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / *MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION*

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	underground installation p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Figura 3-4: Scheda tecnica cavi di media tensione.

3.3.1 Rete elettrica interna in alta tensione

La rete in media tensione interna all'impianto prevede cinque circuiti in entra-esce, che collegano le rispettive cabine di sottocampo alla cabina di raccolta, ed è realizzata tramite cavo ARE4H5E 26/45 kV.

I cavi saranno posati, a trifoglio entro tubo corrugato, ad una profondità di posa di circa 1,1 metri dal piano di campagna.

Nel caso in cui vi sia una compresenza di terne all'interno della stessa sezione di scavo, i rispettivi tubi corrugati saranno posati a contatto tra di loro. Nella figura seguente viene rappresentata una sezione tipica di posa cavidotti di bassa tensione, estratta dalla tavola "SEZIONI TIPICHE DI

POSA CAVIDOTTI DI MEDIA TENSIONE”, nella quale viene mostrata la posa di 5 terne di cavi all’interno dello stesso scavo, ovvero quelle che arrivano in cabina di raccolta dai diversi circuiti.

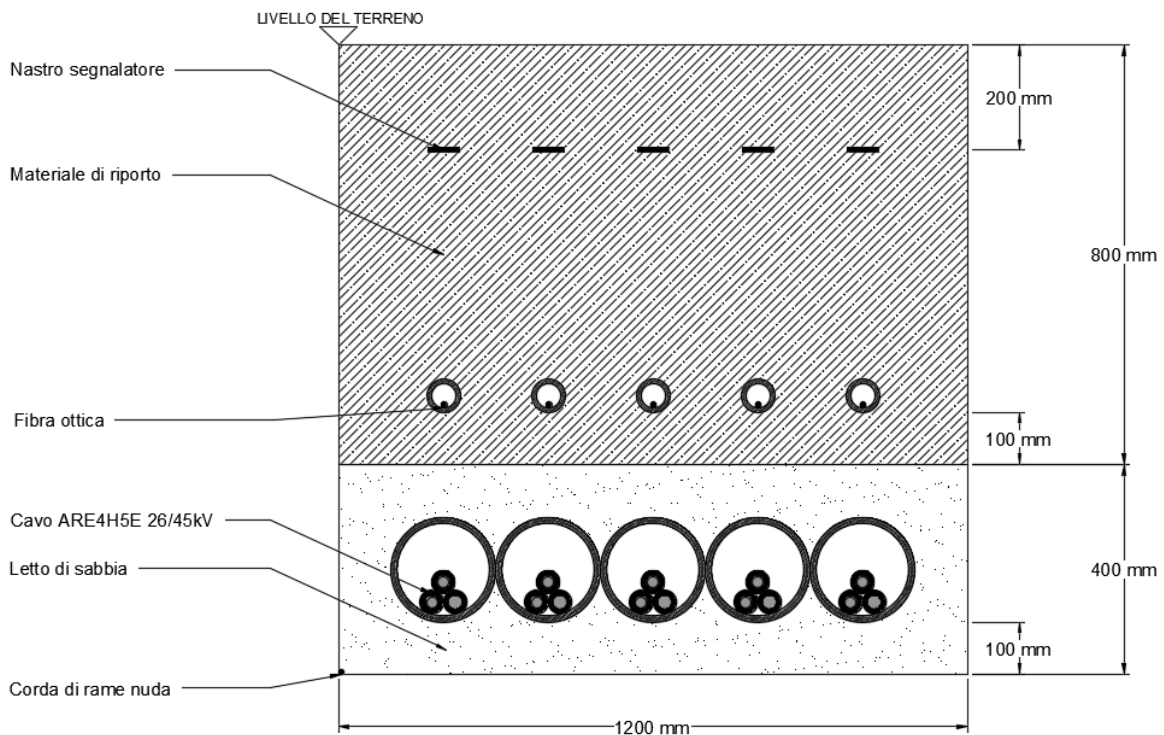


Figura 3-5: Sezione di posa su terreno agricolo 5 terne di cavi di alta tensione

Il percorso delle linee AT si svolge principalmente all’interno dell’area di impianto, ove possibile, e su strade comunali/provinciali.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa della rete in alta tensione interna all’impianto.

CIRCUITO	DA	A	LUNGHEZZA	POTENZA	TIPOLOGIA CAVO	FORMAZIONE CAVI
RADIALE			[m]	[kVA]		
CIRCUITO 1	CS 2.1	CS 9.1	920	2100	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 9.1	CS 10.1	1400	4550	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 10.1	CS 11.1	570	6650	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 11.1	CS 9.5	440	8750	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 9.5	CS 9.6	720	11550	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 9.6	CS 9.7	470	14350	ARE4H5E	3x(1x150mm ²)
	CS.9.7	CABINA DI RACCOLTA	950	16800	ARE4H5E	3x(1x300mm ²)
CIRCUITO 2	CS 12.1	CS 12.2	115	2.100	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 12.2	CS 12.3	170	4200	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 12.3	CS 15.1	590	6300	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 15.1	CS 16.2	60	7700	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 16.2	CS 16.1	360	10150	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 16.1	CS 16.3	330	12600	ARE4H5E	3x(1x120mm ²)
	CS 16.3	CS 3.1	2320	14700	ARE4H5E	3x(1x150mm ²)
	CS 3.1	CABINA DI RACCOLTA	100	16800	ARE4H5E	3x(1x185mm ²)
CIRCUITO 3	CS 9.2	CS 9.3	120	2450	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 9.3	CS 9.4	380	4550	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 9.4	CS 8.6	500	6650	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 8.6	CS 8.3	620	9100	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 8.3	CS 8.2	125	11200	ARE4H5E	3x(1x120mm ²)
	CS 8.2	CS 8.1	110	13300	ARE4H5E	3x(1x150mm ²)
	CS 8.1	CABINA DI RACCOLTA	520	15400	ARE4H5E	3x(1x240mm ²)
CIRCUITO 4	CS 20.1	CS 17.1	630	2450	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 17.1	CS 13.2	280	4900	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 13.2	CS 13.3	230	7000	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 13.3	CS 13.1	500	9800	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 13.1	CS 8.4	350	11900	ARE4H5E	3x(1x120mm ²)
	CS 8.4	CS 8.5	40	14000	ARE4H5E	3x(1x185mm ²)
	CS 8.5	CABINA DI RACCOLTA	850	16100	ARE4H5E	3x(1x240mm ²)
CIRCUITO 5	CS 6.2	CS 6.1	250	1750	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 6.1	CS 7.1	320	3500	ARE4H5E	3x(1x50mm ²)
	CS 7.1	CS 7.2	100	5600	ARE4H5E	3x(1x70mm ²)
	CS 7.2	CS 7.3	280	7700	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 7.3	CS 7.4	210	10150	ARE4H5E	3x(1x95mm ²)
	CS 7.4	CS 7.5	340	12600	ARE4H5E	3x(1x185mm ²)
	CS 7.5	CABINA DI RACCOLTA	1090	15050	ARE4H5E	3x(1x240mm ²)

Tabella 3-1: Riepilogo rete in alta tensione interna all'impianto.

3.3.2 Rete elettrica di connessione in alta tensione

La rete in media tensione per la connessione dell'impianto alla Stazione Elettrica "Racalmuto 3", è realizzata tramite un cavidotto, della lunghezza di 5,8 km circa, composto da 4 terne di cavi ARE4H5E 26/45 kV con sezione pari a 500 mm².

I cavi saranno posati a trifoglio e direttamente interrati ad una profondità di posa di circa 1,1 metri dal piano di campagna e dotati di protezione meccanica. Le terne saranno distanziate rispettivamente tra di loro di 0,2 metri. Nella figura seguente viene rappresentata una sezione tipica di posa cavidotti di bassa tensione, estratta dal grafico "RS06EPD0067A0_Tav.023b.00_SEZIONI TIPICHE DI POSA CAVIDOTTI DI MEDIA TENSIONE", nella quale viene mostrata la posa di 4 terne di cavi all'interno dello stesso scavo.

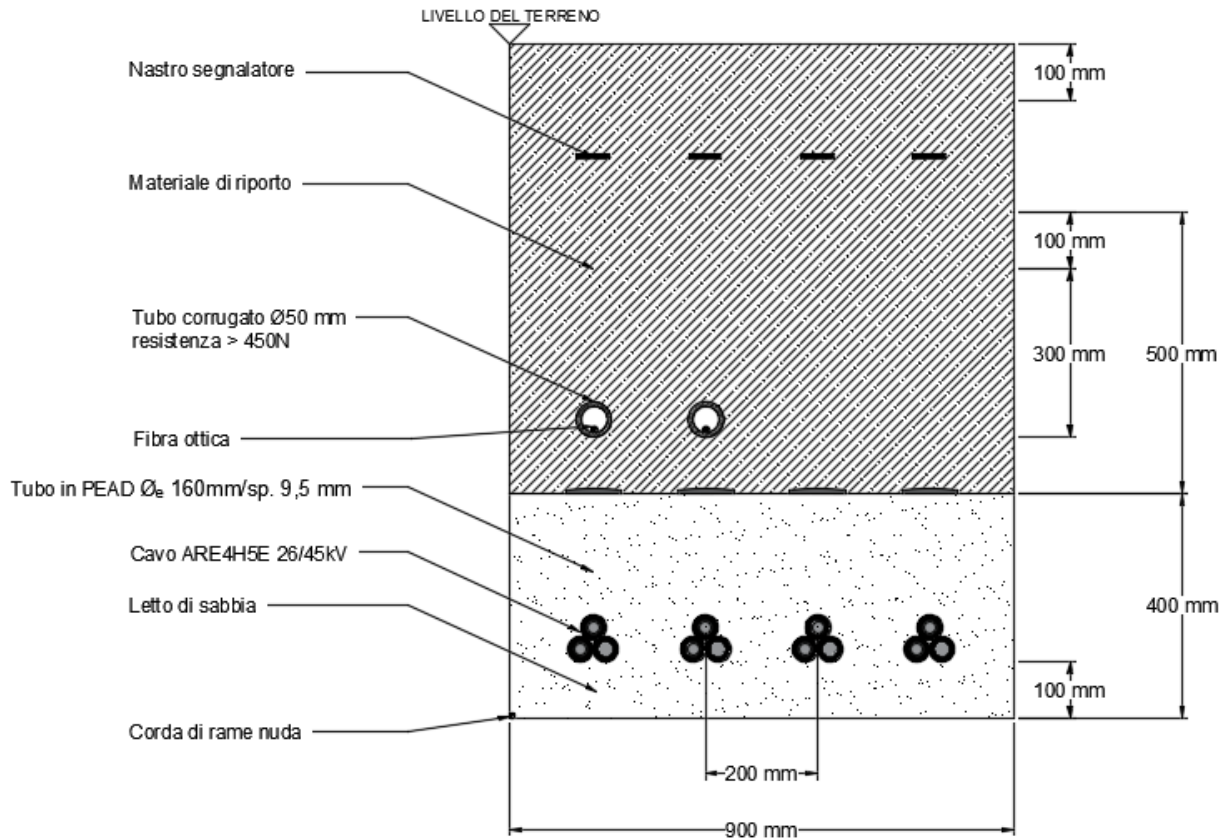


Figura 3-6: Sezione di posa su terreno agricolo 4 terne di cavi di alta tensione.

Il percorso delle linee MT di connessione prevede l'attraversamento della strada statale SS640 tramite scavo a trivellazione controllata (TOC), che parte dall'area d'impianto stessa, per una lunghezza di 800 metri circa, un primo tratto su terreno agricolo e successivamente si estende su strada comunale/interpodereale per una lunghezza di 5 km, fino ad arrivare alla SE. Nella figura seguente viene rappresentato il tracciato del cavidotto di connessione dell'impianto alla SE, estratta dai grafici "RS06EPD0008A0_Tav.005a_INQUADRAMENTO TERRITORIALE SU ORTOFOTO" e "RS06EPD0009A0_Tav.005b_INQUADRAMENTO TERRITORIALE SU ORTOFOTO".

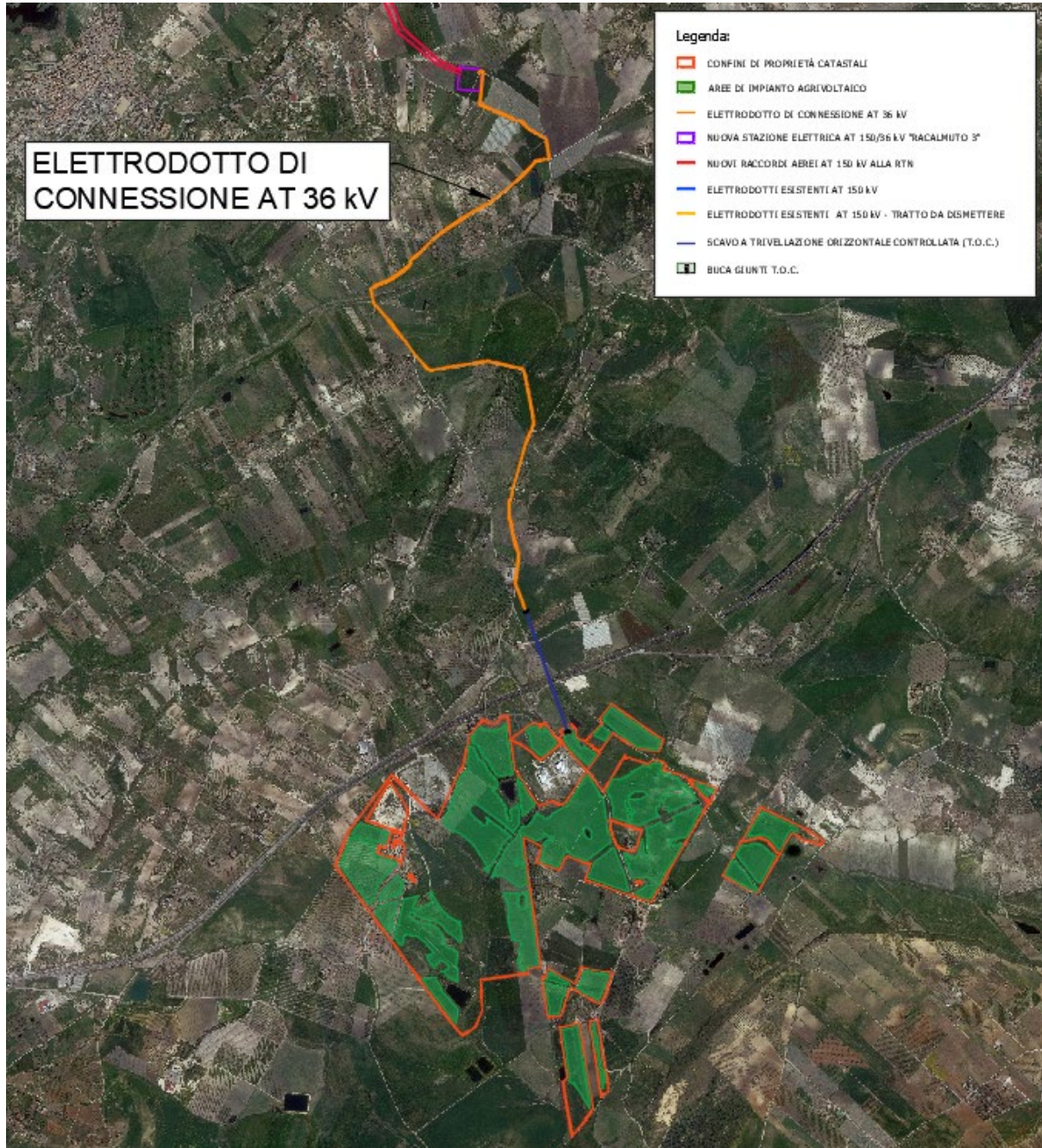


Figura 3-6: Tracciato cavidotto di connessione dall'impianto alla SE.

4. CALCOLO ELETTRICO RETE BT ED MT

3.1 Premessa

Ai fini del dimensionamento degli impianti elettrici in BT ed MT sopradescritta, i calcoli elettrici del presente progetto, i cui risultati sono riportati nell'elaborato "RS06REL0041A0_R.22b.00_ALLEGATO: CALCOLI ELETTRICI", sono stati eseguiti con l'ausilio del software "Ampere Evolution" della società Electrographics.

Di seguito si dà una sintesi delle metodologie e degli algoritmi adottati.

3.2 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.

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 (SPd 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 (SQd a valle).

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

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

3.3 Armoniche

Le utenze terminali e le distribuzioni, come gli UPS e i Convertitori, possono possedere un profilo armonico che descrive le caratteristiche distorcenti di una apparecchiatura elettrica.

Sono gestite le armoniche fino alla 21°, ossia fino alla frequenza di 1050 Hz (per un sistema elettrico a 50Hz).

Le armoniche prodotte da tutte le utenze distorcenti sono propagate da valle a monte come le correnti alla frequenza fondamentale, seguendo il 'cammino' dettato dalle impedenze delle linee, delle forniture, generatori, motori e non meno importanti i carichi capacitivi, che possono assorbire elevate correnti armoniche.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso i trasformatori (in particolare vengono bloccate le terze armoniche (omopolari) nei trasformatori Dyn11). Le armoniche, al pari della fondamentale, sono gestite in formato vettoriale, perciò durante la propagazione sono sommate con altre correnti di pari ordine vettorialmente.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso gli UPS, in particolare per tener conto del By-Pass che, se attivo, lascia passare le armoniche provenienti da valle. Gestite anche le armoniche proprie dell'UPS (tarate in funzione della potenza che sta assorbendo il raddrizzatore).

Vengono calcolate le correnti distorte IbTHD di impiego e InTHD di neutro, oltre al fattore di distorsione THD [%].

La corrente IbTHD è la massima tra le fasi:

$$I_{bTHD} = \max \left(\sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{f,h}^2} \right)_{f=1,2,3}$$

con f il numero delle fasi dell'utenza e h l'ordine di armonica.

Molto importante è la corrente distorta circolante nel neutro, in quanto essa porta le armoniche omopolari multiple di 3, che hanno la caratteristica di sommarsi algebricamente e di diventare facilmente dell'ordine di grandezza delle correnti di fase.

$$I_{nTHD} = \sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{n,h}^2}$$

Il fattore di distorsione fornisce un parametro riassuntivo del grado di distorsione delle correnti che circolano nella linea, e viene calcolato tramite la formula:

$$THD\% = \frac{100 \times \sqrt{I_b THD^2 - I_f^2}}{I_f}$$

I valori delle correnti distorte sono utilizzati per calcolare i seguenti parametri:

- calcolo della sezione del neutro per utenze 3F+N;
- calcolo temperatura cavi alla $I_b THD$;
- calcolo sovratemperatura quadri alla $I_b THD$;
- verifica delle portate e delle protezioni in funzione delle correnti distorte.

3.4 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 conduttura 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 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.

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 off-shore (fino a 30kV)

Il software gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

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.

3.5 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, dalla CEI 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 (norma CEI 64-8/4 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 (CEI 64-8/5 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 (CEI 64-8/5 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

3.6 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 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 software 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.

3.7 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, deve essere adottata la sezione unificata più vicina al valore calcolato.

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 mm² rame o 16 mm² alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm² o 16 mm² 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.

3.8 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. Esso è pari a:

$$\alpha_{cavo} = T_z - T_{ambiente}$$

dove T_z è la massima temperatura di esercizio del cavo.

3.9 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:

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

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.

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.

3.10 Trasformatori

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:

- potenza nominale S_{rT} (in kVA);
- perdite di cortocircuito P_{cc} (in W);
- tensione di cortocircuito u_{kr} (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 U_{rTHV} (in V);
- tensione nominale del secondario U_{rTLV} (in V).

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

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$R_T = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{U_{rTHV}^2}{S_{rT}^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

Dai dati di targa, per lo studio alle sequenze, per comodità chiamiamo:

$Z_{cct} = Z_T$; $R_{cct} = R_T$ e $X_{cct} = X_T$.

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

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

dove il rapporto (Z_{vot}/Z_T) 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:

$$R_d = R_{cct}$$

$$X_d = X_{cct}$$

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:

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

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

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

3.11 Fattori di correzione per trasformatori (EN 60909-0)

La norma EN 60909-0 fornisce una serie di fattori correttivi per il calcolo delle impedenze di alcune macchine presenti nella rete. Quelle utilizzate per il calcolo dei guasti riguardano i generatori e i trasformatori.

Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)

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:

$$Z_{TK} = K_T \cdot Z_T$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove

$$x_T = \frac{X_T}{U_{rT}^2 / S_{rT}}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e C_{max} 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.

3.12 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 dalla utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

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 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:

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

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:

$$R_{0cN} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN}$$

$$X_{0cN} = 3 \cdot X_{dc}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cPE} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE}$$

$$X_{0cPE} = 3 \cdot X_{dc}$$

dove le resistenze RdcN e RdcPE vengono calcolate come la Rdc.

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:

$$R_{0bN} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbN}$$

$$X_{0bN} = 3 \cdot X_{db}$$

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

$$R_{0bPE} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE}$$

$$X_{0bPE} = X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})$$

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

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$

$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$

$$R_{0N} = R_{0cN} + R_{0N-up}$$

$$X_{0N} = X_{0cN} + X_{0N-up}$$

$$R_{0PE} = R_{0cPE} + R_{0PE-up}$$

$$X_{0PE} = X_{0cPE} + X_{0PE-up}$$

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):

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

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_{kmax} , fase neutro I_{k1Nmax} , fase terra $I_{k1PEmax}$ e bifase I_{k2max} espresse in kA:

$$I_{kmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{kmin}}$$

$$I_{k1Nmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Nmin}}$$

$$I_{k1PEmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PEmin}}$$

$$I_{k2max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{kmin}}$$

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

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kmax}$$

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1Nmax}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PEmax}$$

$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2max}$$

dove:

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

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.

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:

- la norma FD C15-500, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo; con protezione di tipo fusibile la temperatura è

la media con la temperatura di fine guasto. Vedere Tableau 3 della norma per maggiori dettagli.

- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

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 Ik1min e fase terra, espresse in kA:

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

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

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

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

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.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

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

3.13 Guasti monofasi a terra linee MT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.

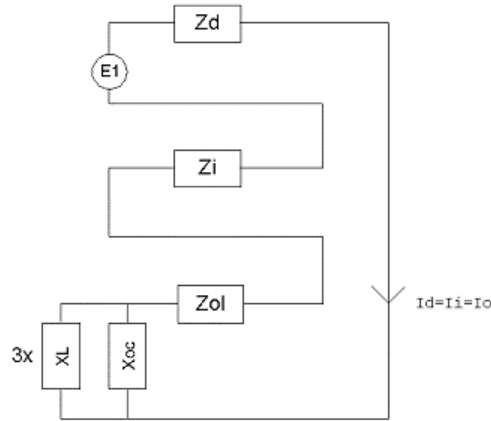
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in media, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.

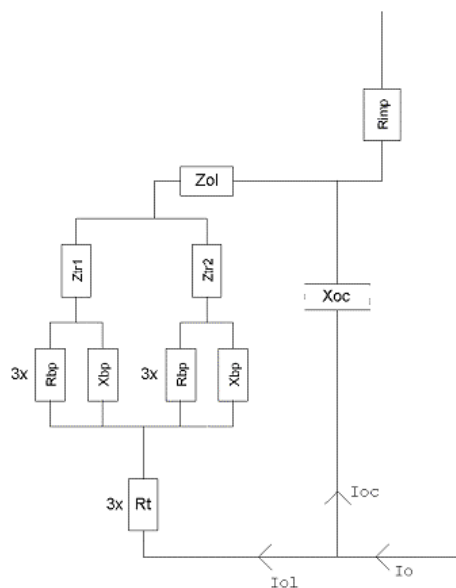
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- Z_{ol} : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- Z_{tr} : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- $Z_{bp\tau}$: $(R_{bp}+jX_{bp})$ impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- R_t : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- R_{imp} : resistenza per guasto a terra non franco;
- X_{oc} : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Nota: il valore di X_{oc} è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.

Per calcolare con buona approssimazione la X_{oc} , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$

$$I_g = (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2) \cdot V_{kv}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea $L1$ ed in cavo $L2$ della rete in media. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l1 + 0.2 \cdot l2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con $l1$ e $l2$ espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare I_o , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la I_o va ripartita in due correnti: I_{oc} per la X_{oc} , l'altra (I_{ol}) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_{ol} viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La I_{oc} , essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente I_{oc} e I_{ol} in quanto esisterebbe una terza componente nella I_o che si richiude attraverso questi elementi.

3.14 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 dall'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 sovracorrente, il cui valore deve provocare l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tabella 41A in

funzione della tensione nominale U_0 o entro i 5s per garantire la protezione contro i contatti indiretti.

3.15 Verifica dei TA di protezione secondo CEI 0-16

La CEI 0-16 classifica i TA in lineari, non lineari e non convenzionali.

Si ritengono lineari quei TA di protezione che presentano una classe di precisione 5P e garantiscono un comportamento lineare per correnti primarie fino a 9 kA.

I TA non lineari sono invece tutti quei TA che non rispondono alle caratteristiche appena descritte. Infine i TA non convenzionali sono costituiti da trasformatori di corrente privi di nucleo magnetico o che non producono in uscita un segnale di corrente.

Al fine di assicurare un corretto accoppiamento tra la protezione generale (PG) e i TA, questi ultimi vengono verificati alle correnti di guasto, controllando che il loro nucleo ferromagnetico non vada in saturazione.

Vengono utilizzati due metodi di verifica, applicabili solamente a TA induttivi aventi almeno un secondario di protezione.

Il primo consiste essenzialmente nel calcolo del Fattore limite effettivo.

Il secondo, invece, si prefigge come scopo la ricerca dell'andamento del flusso di funzionamento istante per istante e la valutazione di quest'ultimo rispetto al flusso di saturazione. Tali tipologie di test sono applicabili sia a TA lineari che a TA non lineari.

Si sottolinea che se un TA non lineare non soddisfa la verifica di saturazione, ad esso occorre applicare delle prove funzionali per accertare l'accoppiamento con la protezione PG (il software visualizza un segnale giallo).

Proprietà verifica del Fattore limite di precisione

Il Fattore limite di precisione (F_1) di un TA di protezione, moltiplicato per la corrente nominale primaria, indica il più alto valore della corrente primaria per cui il TA soddisfa le prescrizioni relative all'errore composto. Al di sopra di tale valore infatti, non è possibile garantire la linearità del rapporto tra I_1 e I_2 . Ciò si può ritenere valido solo nel caso in cui il carico applicato al TA risulti pari alla sua prestazione nominale.

In generale, avendo un carico applicato al TA inferiore alla sua prestazione nominale, si definisce il Fattore limite di precisione effettivo (F'_1) come risultato della seguente relazione:

$$F'_1 = F_1 \cdot \frac{(VA)_T + (VA)_n}{(VA)_T + (VA)_c}$$

dove:

(VA)_T indica la potenza dissipata nel TA alla corrente nominale ($R_s I_s^2$);

(VA)_n indica la prestazione nominale;

(VA)_c indica il carico effettivo (Cavi + Relè) alla corrente nominale.

Proprietà verifica Saturazione nucleo

L'andamento della corrente di cortocircuito negli istanti immediatamente successivi al guasto, caratterizzato da una componente unidirezionale, può determinare la saturazione del nucleo ferromagnetico presente nei TA, comportando così un errato coordinamento delle protezioni.

La Norma CEI 0-16 propone un metodo per la valutazione della saturazione nelle condizioni sopra descritte.

I TA sono da ritenersi lineari con errore composto trascurabile fintantoché il flusso di funzionamento (ϕ) risulta inferiore al flusso di saturazione (ϕ_{SAT}), calcolabile attraverso i dati di targa del TA.

I TA sono invece completamente saturati, e quindi con corrente nulla a secondario, per valori di flusso di funzionamento che eccedono il flusso di saturazione.

Una volta saturati i TA ritornano a lavorare in condizioni lineari al cambiamento di segno della corrente primaria in ingresso.

Considerando quindi che la natura del carico applicato al TA è prevalentemente resistiva, la relazione che lega il flusso e la corrente a secondario risulta:

$$\varphi(t) = \int v(t) \cdot dt$$

$$v(t) = (R_{TA} + R_c) \cdot I_2(t)$$

I dati utili a sviluppare questo metodo sono:

- I_{CC} – valore efficace della corrente di cortocircuito;
- T – valore della costante di tempo associata;
- $k_{TA} = \ln 1 / \ln 2$ – rapporto nominale;
- RC_n – prestazione nominale in Ω (prestazione nominale / I_{n2});
- RC – prestazione effettiva in Ω ;
- k_{lm} – fattore limite di precisione;
- R_{TA} – resistenza secondario TA (75°).

Il flusso massimo di saturazione (picco sinusoidale) viene calcolato come il flusso corrispondente alla corrente limite di precisione alla prestazione nominale.

$$\varphi_{SAT} = (1/\omega) \cdot V_{SAT} = (1/\omega) \cdot (R_{TA}/R_{cn}) \cdot (\sqrt{2} \cdot k_{lm} \cdot I_{n2})$$

La corrente secondaria viene descritta come somma di una componente sinusoidale ed una unidirezionale:

$$i_s(t) = \sqrt{2} \cdot (I_{cc}/k_{TA}) \cdot (\sin(\omega t - \pi/2) + e^{-t/T})$$

la tensione risulta pari a:

$$v(t) = (R_{TA} + R_c) \cdot \sqrt{2} \cdot (I_{cc}/k_{TA}) \cdot (\sin(\omega t - \pi/2) + e^{-t/T})$$

Il flusso di funzionamento è quindi calcolato come l'integrale nel tempo della tensione ricavata.

$$\varphi(t) = \int v(t) \cdot dt$$

Se $\varphi(t) > \varphi_{SAT}$ allora la corrente tradotta a secondario $i_s(t)$ è pari a 0; in caso contrario il valore assunto dalla $i_s(t)$ viene espresso dalla relazione sopraindicata.

La norma CEI 0-16 semplifica la verifica a saturazione per alcuni TA, definiti automaticamente idonei, per i quali non è necessaria alcuna tipologia di verifica.

I TA con le seguenti caratteristiche rientrano nella categoria:

Rapporto di trasformazione	300/5,	300/1;
prestazione nominale	10 VA,	5 VA;
classe di precisione	5P;	
fattore limite di precisione	30;	
prestazione effettiva inferiore a	0,4 Ω ,	5 Ω ;

e la corrente di guasto di primario sia non superiore a 9000A.

Per quanto concerne i TO atti a rivelare i guasti monofase terra e guasti doppio monofase terra, la CEI 0-16 individua le seguenti categorie: TO automaticamente idonei, TO non-automaticamente idonei, TO non-convenzionali. Tutte e tre le suddivisioni presentano delle prove funzionali da superare per assicurare il corretto accoppiamento tra TO e PG.

I TO automaticamente idonei, devono soddisfare i seguenti parametri:

Rapporto di trasformazione 100/1
prestazione nominale 2 VA

Oltre a presentare una tensione massima di 0,27 kV, una corrente termica nominale permanente pari a $1,2 I_n$ e una corrente termica nominale di cortocircuito di 12,5 kA.

Ad ogni modo i metodi di verifica sopra illustrati vengono applicati anche nel caso di TO di protezione, in quanto anche questi ultimi sono da ritenersi dei TA.

3.16 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:

Le intersezioni sono due:

- $I_{ccmin} \leq I_{intersmin}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
- $I_{ccmax} \leq I_{intersmax}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).

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

- $I_{ccmin} \leq I_{intersmin}$.

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

- $I_{ccmax} \leq I_{intersmax}$.

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^2S^2 e la I_z dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal software 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.

3.17 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.

3.18 Protezione contro i contatti indiretti

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. E' 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.

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 seguente condizione:

$$R_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove:

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

I_d è la corrente del primo guasto a terra, che per il software sarà pari alla corrente di guasto a terra $I_{k1(ft)}$ min nelle condizioni complessive di rete definite nel progetto.

Il software verifica che:

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

dove V_T è la tensione della massa a guasto, una variabile di Ampère che per i sistemi IT è associata al primo guasto a terra.

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:

U_0 è la tensione nominale verso terra;

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

I_a 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.

Il software Ampère assolve a queste indicazioni potendo scegliere tra il metodo proposto dalla norma, oppure risolvendo il seguente algoritmo:

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

dove:

Z_{s1} è l'impedenza dell'anello di guasto dall'utenza in considerazione;

Z_{s2} 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 $s1$.

Il valore $\text{Max}(Z_{s1} + Z_{s2})$ è memorizzato nella variabile $Z_{IT \text{ max}}$ di Ampère.

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

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 I_{50V} 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:

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

Nota. Il software permette di applicare il punto 413.1.1.1 della CEI 64-8, e quindi validare a contatti indiretti una utenza che presenta, in caso di guasto, un valore di tensione inferiore alla tensione limite convenzionale.

In pratica, a differenza di quanto spiegato finora, le tarature delle protezioni possono essere superiori anche alla corrente I_{50V} .

3.19 Funzionamento in soccorso

Se necessario, è verificata la rete o parte di essa in funzionamento in soccorso, quando la fornitura è disinserita e l'alimentazione è fornita da sorgenti alternative come generatori o UPS. Vengono calcolate le correnti di guasto, la verifica delle protezioni con i nuovi parametri di alimentazione.

3.20 Massima lunghezza protetta

Il calcolo della massima lunghezza protetta viene eseguito mediante il criterio proposto dalla norma CEI 64-8 al paragrafo 533.3, secondo cui la corrente di cortocircuito presunta è calcolata come:

$$I_{ctocto} = \frac{0.8 \cdot U}{1.5 \cdot \rho \cdot (1+m) \cdot \frac{L_{\max\ prot}}{S_f}}$$

partendo da essa e nota la taratura magnetica della protezione è possibile calcolare la massima lunghezza del cavo protetta in base ad essa.

Pertanto:

$$L_{\max\ prot} = \frac{0.8 \cdot U}{1.5 \cdot \rho \cdot (1+m) \cdot \frac{I_{ctocto}}{S_f}}$$

Dove:

- U: è la tensione concatenata per il neutro non distribuito e di fase per neutro distribuito;
- r: è la resistività a 20°C del conduttore;
- m: rapporto tra sezione del conduttore di fase e di neutro (se composti dello stesso materiale);

- I_{mag} : taratura della magnetica.

Viene tenuto conto, inoltre, dei fattori di riduzione (per la reattanza):

- 0.9 per sezioni di 120 mm²;
- 0.85 per sezioni di 150 mm²;
- 0.8 per sezioni di 185 mm²;
- 0.75 per sezioni di 240 mm²;

Per ulteriori dettagli vedi norma CEI 64-8 par.533.3 sezione commenti.

5. CONCLUSIONI

Il progetto di dimensionamento degli impianti elettrici per l'impianto agrivoltaico "Caltanissetta 2" ha evidenziato l'efficacia delle soluzioni tecniche adottate per garantire prestazioni ottimali e sicurezza operativa. I calcoli eseguiti con il software "Ampere Evolution" hanno permesso di dimensionare correttamente le reti elettriche in bassa e media tensione, selezionando i cavi, i trasformatori e le protezioni adeguate per minimizzare le perdite e garantire la continuità del servizio.

Dal punto di vista tecnico, i principali risultati ottenuti sono:

1. **Dimensionamento dei cavi:** I cavi sono stati dimensionati per sopportare le correnti di esercizio massime e le sovratemperature indotte dalle armoniche, assicurando al contempo la protezione contro i sovraccarichi e i cortocircuiti. Le sezioni dei cavi, scelte in base alle norme CEI, rispettano i criteri di declassamento necessari per garantire affidabilità e durabilità nel tempo.
2. **Gestione delle armoniche:** Le analisi delle armoniche, fino alla 21^a, hanno permesso di identificare e mitigare le distorsioni armoniche nella rete. Questo ha garantito la conformità ai limiti imposti dalle normative, riducendo il rischio di surriscaldamenti nei conduttori e nelle apparecchiature.
3. **Cadute di tensione:** Le cadute di tensione sono state mantenute entro i limiti prestabiliti, grazie a un'adeguata selezione delle sezioni dei cavi e all'ottimizzazione delle configurazioni di rete. Questo assicura che l'energia prodotta possa essere trasferita alla rete con la massima efficienza possibile.
4. **Scelta dei trasformatori e protezioni:** I trasformatori selezionati soddisfano i requisiti di potenza e affidabilità, con una configurazione che garantisce la corretta protezione contro guasti e sovratensioni. Le protezioni sono state tarate per rispondere rapidamente a guasti di cortocircuito, riducendo al minimo i rischi di danni alle infrastrutture.
5. **Sostenibilità ambientale:** L'approccio agrivoltaico, integrato con le attività agricole, e l'uso di moduli fotovoltaici bifacciali su strutture ad inseguimento, hanno permesso di ottimizzare la produzione energetica e di ridurre l'impatto visivo e ambientale. L'intero impianto è progettato per essere facilmente smantellato e riciclato a fine vita, confermandosi come un progetto a basso impatto ambientale.

In conclusione, il progetto "Caltanissetta 2" rappresenta un intervento strategico per la transizione energetica, con soluzioni tecnologiche avanzate che assicurano efficienza, sicurezza e sostenibilità. Le scelte tecniche adottate sono risultate pienamente conformi agli standard normativi e garantiscono un funzionamento affidabile dell'impianto nel lungo termine, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia rinnovabile del Paese.

6. RIFERIMENTI NORMATIVI

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 60909-4 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 IEC 61660-1 Ia Ed. 1997-06: Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations. Part 1: Calculation of short-circuit currents.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: 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 Ed. 2021: 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 2020: 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 UNEL 01433 1973: Portate di corrente per barre piatte lucide di rame elettrolitico a spigoli vivi in aria.
- 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.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- FD C 15-500 Janvier 2020: Installations électriques à basse tension – Détermination des sections des conducteurs et choix des dispositifs de protection à l'aide de logiciels de calcul.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR 16612, Segunda edição 2020: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura — Requisitos de desempenho;

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 IIa Ed. 2019-04: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.
- IEEE Std 1584-2018: IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations.