

REGIONE SICILIANA
LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAPANI
COMUNI DI MARSALA E DI TRAPANI

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA PARI A 40 MW,
SU TERRENO AGRICOLO SITO NEL COMUNE DI MARSALA (TP) IN CATASTO
AL FG. 137 P.LLE 3, 4, 182, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 122, 126, 196 E AL FG.
138, P.LLE 138, 213, 53, 54, 121, 160, 117, 119, 120, 96, 97, 100, 104, E ALTRE AFFERENTI
ALL'IMPIANTO DI UTENZA E ALLE OPERE DI RETE NEI COMUNI DI MARSALA E DI TRAPANI (TP)

Timbro e firma del progettista

Capital Engineering snc
Ing. Vincenzo Massaro



Capital Engineering snc
Ing. Salvatore Li Vigni



Timbri autorizzativi

RELAZIONE TECNICA ELETTRICA

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

Livello prog.	ID Terna spa	Tipo Elabor.	N.ro Elabor.	Project ID	NOME FILE	DATA	SCALA
PDef	202302626	Relazione	03	MESSINELLO-PV01a	MESSINELLO-PV01a Rel. tecnica elettrica Rev.00 del 29 04 24.docx	16.05.2024	-

REVISIONI

VERSIONE	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
Rev.00	16.05.2024	Prima emissione	AS	CC	VM

IL PROPONENTE

MESSINELLO SOLAR srl

Sede legale: Via San Damiano, 2
20122 Milano
P.IVA 12830470964

PROGETTO DI



Capital Engineering S.n.c.
Sede legale: Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo
e-mail: info@capitalengineering.it

SU INCARICO DI



Coolbine S.r.L.
Sede legale: Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo
e-mail: autorizzazioni@coolbine.it

Sommario

1.	Premessa.....	3
1.1	Norme e Standard.....	3
1.1.1	Norme di riferimento per la bassa tensione.....	3
1.1.2	Norme di riferimento per la media tensione.....	4
1.2	Unità di misura.....	5
2.	Impianto MESSINELLO-PV01a.....	5
2.1	Descrizione e schema dell’impianto fotovoltaico.....	5
2.2	Generatore fotovoltaico.....	13
2.3	Combiner box.....	13
2.4	Inverter.....	14
2.5	Cabina di sottocampo.....	14
2.6	Cabina di raccolta.....	14
2.7	Cabine di raccolta e trasformazione 20/36kV.....	15
2.8	Trasformatori.....	15
2.8.1	Trasformatori MT/bt.....	15
2.8.2	Trasformatori AT/MT.....	15
2.8.3	Trasformatore MT/bt per i servizi ausiliari.....	16
2.9	Cabina di sezionamento.....	16
2.10	Impianti elettrici speciali.....	17
2.10.1	Impianto di illuminazione.....	17
2.10.2	Impianto di videosorveglianza.....	17
2.10.3	Impianto antintrusione.....	18
3	Calcoli elettrici.....	18
3.1	Dimensionamento dei cavi.....	18
3.2	Integrale di Joule.....	19
3.3	Dimensionamento dei conduttori di neutro.....	20
3.4	Dimensionamento dei conduttori di protezione.....	20
3.5	Cadute di tensione.....	21
3.6	Scelta delle protezioni.....	21
3.7	Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture.....	22
3.8	Dimensionamento elettrico.....	22
3.8.1	Dati del sistema di alimentazione.....	22
3.8.2	Collegamenti in corrente alternata bt.....	23
3.8.3	Dimensionamento dei conduttori in CC.....	24
3.9	Dimensionamento dei conduttori MT.....	26

3.10	Dimensionamento del cavo AT	28
3.11	Impianto generale di terra	29
3.11.1	Conduttori di terra.....	29
3.11.2	Conduttori equipotenziali.....	29
3.11.3	Descrizione	29
3.11.4	Dimensionamento	31
3.12	Sistema delle protezioni dalle sovratensioni.....	32
4	Valutazione preliminare impatto elettromagnetico	32
4.1	Premessa	32
4.2	Normativa di riferimento	33
4.3	Analisi computazionale	34
5	APPENDICE	35

1. Premessa

Il presente documento ha lo scopo di definire le caratteristiche tecniche delle opere elettriche relative alla costruzione dell'impianto agrivoltaico in progetto denominato "MESSINELLO-PV01a", da realizzarsi entro un fondo agricolo ricadente in una zona territoriale omogenea identificata dal Piano Regolatore Generale del Comune di Marsala (TP) come Zona Agricola (E1.1).

L'impianto, della potenza di 40.005 kWp sarà realizzato a terra, su strutture fisse e sarà connesso alla rete elettrica di Alta Tensione ('AT') a 36 kV tramite un nuovo tratto di linea interrata che si atterrerà su una nuova Stazione Elettrica 220/36 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 220 kV "Fulgatore – Partanna".

Per quanto non espressamente indicato, si rimanda alle Normative e Pubblicazioni vigenti ed alla documentazione tecnica di progetto.

La presente relazione tecnica relativa agli impianti elettrici costituisce parte integrante dei documenti progettuali per la realizzazione degli impianti in oggetto.

1.1 Norme e Standard

Di seguito l'elenco delle principali norme tecniche di riferimento.

1.1.1 Norme di riferimento per la bassa tensione

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 2000 IVa Ed. Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIa Ed. (IEC 60909-0:2001-07): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI 17-5 VIIIa Ed. 2007: 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 23-3/1 Ia Ed. 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.

- CEI UNEL 35023 2012: Cavi per energia isolati con gomma o con materiale termoplastico avente grado di isolamento non superiore a 4- Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: 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 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 IIa Ed. 2004: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

1.1.2 Norme di riferimento per la media tensione

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): 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.
- Guida CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIa Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione.
- 17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV.
- IEC 60502-2 IIa Ed. 2005-03: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema, possono essere referenziate. In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

- Leggi e regolamenti Italiani
- Leggi e regolamenti comunitari (EU)

- Documento in oggetto
- Specifiche di società (ove applicabili)
- Normative internazionali

1.2 Unità di misura

Tutte le unità di misura sono e devono essere conformi al Sistema Internazionale (S.I.).

2. Impianto MESSINELLO-PV01a

2.1 Descrizione e schema dell'impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà composto da moduli fotovoltaici bifacciali in silicio cristallino aventi potenza 700 Wp raggruppati in stringhe, ciascuna come indicato nello schema elettrico unifilare.

I moduli saranno installati a terra per file parallele su strutture di supporto fisse realizzate in profilati metallici.

Per esigenze tecniche, l'impianto è stato suddiviso in quattro aree, corrispondenti a "Sottocampi", definiti secondo la tabella seguente:

Sottocampo	Potenza modulo [kWp]	N°moduli	N° strutture	Potenza [MW]
A	0,7	32970	2198	23,08
B		2220	148	1,55
C		20340	1356	14,24
D		1620	108	1,13
TOTALE		57150	3810	40,005

Tabella 2-1 – Caratteristiche dei sottocampi

I moduli scelti sono i Trina Solar Vertex NEG21.C20, i cui dati sono riportati nella tabella di seguito:

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT	
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	685	522	690	526	695	531	700	534	705	540	710	543
Power Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5											
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.8	37.4	40.1	37.7	40.3	37.9	40.5	38.0	40.7	38.3	40.9	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.19	13.93	17.23	13.95	17.25	14.00	17.29	14.04	17.33	14.08	17.36	14.12
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.7	45.3	47.9	45.4	48.3	45.9	48.6	46.1	48.8	46.3	49.0	46.5
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.72	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83
Module Efficiency η_m (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%		10%		5%		10%		5%		10%	
Total Equivalent power- P_{max} (Wp)	719	754	725	759	730	765	735	770	740	776	746	781
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.8	39.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.7	40.9	40.9
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.12	20.03	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24

Power Bifaciality: 80±5%.

Tabella 2-2 – Caratteristiche del modulo fotovoltaico di progetto

Le stringhe saranno connesse a n. 12 inverter SMA del tipo “MV PV Station” (MVPS), che includono all’interno della cabina/container di trasporto oltre all’inverter centralizzato, anche il trasformatore MT/bt, i quadri bt e MT con le rispettive protezioni.

Le PV Station saranno così distribuite nei diversi sottocampi:

- Sottocampo A: 5 MVPS 4000, 1 MVPS 2660;
- Sottocampo B: 1 MVPS 1600;
- Sottocampo C: 3 MVPS 4000, 1 MVPS 2660;
- Sottocampo D: 1 MVPS 1000.

Gli inverter sono dotati di un singolo MPPT (Maximum Power Point Tracker) e diversi ingressi DC ai quali saranno collegate le combiner box (quadri di parallelo stringa) che saranno così configurate:

Sottocampo A:

MVPS 1, 2 e 3: 194 stringhe suddivise in 12 combiner box da 15 stringhe ciascuna più una combiner box da 14 stringhe;

MVPS 4 e 5: 195 stringhe suddivise in 13 combiner box da 15 stringhe ciascuna;

MVPS 6: 127 stringhe suddivise in 8 combiner box da 15 stringhe ciascuna più una combiner box da 7 stringhe;

Sottocampo B:

MVPS 7: 74 stringhe suddivise in 4 combiner box da 15 stringhe ciascuna più una combiner box da 14 stringhe;

Sottocampo C:

MVPS 8, 9 e 10: 191 stringhe, suddivise in 12 combiner box da 15 stringhe ciascuna più una combiner box da 11 stringhe;

MVPS 11: 105 stringhe, suddivise in 7 combiner box da 15 stringhe ciascuna;

Sottocampo D:

MVPS 12: 54 stringhe suddivise in 3 combiner box da 15 stringhe ciascuna più una combiner box da 9 stringhe.

In totale le stringhe dell’impianto saranno quindi 1905.

Data la potenza dei moduli, la dimensione delle stringhe (30 moduli in serie), il numero di questi sarà quindi pari a 57150, per una potenza complessiva lato DC pari a 40.005kWp.

I moduli di ciascuna stringa saranno collegati in serie, con i terminali positivi e negativi di ognuna di esse collegati direttamente alla combiner box di riferimento. Le combiner box saranno installate all’esterno e in posizione la più baricentrica possibile rispetto alle stringhe collegate, compatibilmente con le specificità delle singole sezioni del layout adottato.

Le caratteristiche delle PV Station sono riportate nelle tabelle seguenti:

Technical data	MV Power Station 900SC	MV Power Station 1000SC
Input (DC)		
Available inverters	1,010 kW	1,122 kW
Max. input voltage	1,000 V	1,000 V
Number of DC inputs	722 V to 850 V / 656 V to 850 V	688 V to 850 V / 596 V to 850 V
Integrated zone monitoring	722 V	688 V
Output (AC) on the medium-voltage side	1,400 A	1,635 A
Nominal power at SC UP (from -25°C to +35°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾	1	1
Charging power at SC UP,XT (from -25°C to +25°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾	9	8
Discharging power at SC UP,XT (from -25°C to +25°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾	990 kVA / 936 kVA / 900 kVA	1,100 kVA / 1,000 kVA / 900 kVA
Typical nominal AC voltages with a tolerance of +/-10%	20 kV	20 kV
AC power frequency	6.6 to 35 kV	6.6 to 35 kV
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer cooling method	● / ○	● / ○
Transformer standby power losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2	29 A	32 A
Transformer short-circuit losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2	< 3%	< 3%
Max. total harmonic distortion	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited	
Reactive power feed-in (up to max. 60% of nominal power)	3 / 3	3 / 3
Power factor at rated power / adjustable displacement power factor	97.4%	97.5%
Inverter efficiency	97.2%	97.2%
Max. efficiency ²⁾ / Europ. efficiency ³⁾ / CEC efficiency ⁴⁾		
Protective devices		
Inputside disconnection point	Metal-driven DC load-break switch	
Outputside disconnection point	d-break switch with HV/HVR fuses or circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	● / ○ (via Sunny Portal)	
Arc fault resistance medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	○ / ○	○ / ○
General data	○	○
Dimensions (W / H / D)	●	●
Weight	I	I
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	6.058 m / 2.591 m / 2.438 m	6.058 m / 2.591 m / 2.438 m
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -35°C to +55°C / -40°C to +45°C	< 10 l	< 10 l
Degree of protection according to IEC 60529	● / ○	● / ○
Environment: standard/extreme	< 1,900 W ²⁾ / < 100 W + 710 W	< 3,800 W ²⁾ / < 200 W + 770 W
Maximum permissible value for relative humidity	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz
Max. operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m	IP23D, IP00	IP23D, IP00
Inverter fresh air consumption	● / ○	● / ○
Equipment	In unprotected outdoor environments / ○	In unprotected outdoor environments / ○
DC connection	15% to 95%	15% to 95%
AC connection	● / ○	● / ○
Top changer for MV voltage transformer: without/with	3,000 m ³ /h	3,000 m ³ /h
Shield winding for MV transformer: without/with		
Monitoring package	Ring terminal lug	Ring terminal lug
Station enclosure color	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	LC graphic display	
MV switchgear: without / 1 panel / 3 panels	Ethernet (optical fiber optional) / Modbus	
2 cable panels with load-break switch, 1 transformer panel with circuit breaker, arc fault resistance IAC A FL 20 kA 1 s to IEC 62271-200	● / ○	
MV switchgear short-circuit current capability (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	RAL 7004	
Accessory for MV switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer panel / cascade control / monitoring	○	
Integrated oil spill containment: without/with	○	
Industry standards (other industry standards: see inverter datasheet)	171-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	
	1 x SC 850 / 900CPXT	1 x SC 1000CPXT
	1 x SC 850 / 900	1 x SC 1000
Model type number	MVPS 900SC 21	MVPS 1000SC 21

MV Power Station 1600SC	MV Power Station 1800SC	MV Power Station 2000SC	
1,796 kW	2,020 kW	2,244 kW	
1,000 V	1,000 V	1,000 V	
641 V to 850 V / 583 V to 850 V	722 V to 850 V / 656 V to 850 V	688 V to 850 V / 596 V to 850 V	
641 V	722 V	688 V	
2 x 1,400 A	2 x 1,400 A	2 x 1,635 A	
2	2	2	
18	18	16	
1,760 kVA / 1,664 kVA / 1,600 kVA	1,980 kVA / 1,872 kVA / 1,800 kVA	2,200 kVA / 2,000 kVA / 1,800 kVA	
20 kV	20 kV	20 kV	
6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV	6.6 kV to 35 kV	
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	
● / ○	● / ○	● / ○	
51 A	58 A	64 A	
< 3%	< 3%	< 3%	
	1 / 0.9 overexcited to 0.9 underexcited		
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
97.6%	97.6%	97.7%	
97.4%	97.4%	97.4%	
	Motor-driven DC load-break switch		
	○ [Load break switch with HV/HVR fuses or circuit breaker]		
	Surge arrester type I		
	● / ○ (via Sunny Portal)		
○ / ○	○ / ○	○ / ○	
○	○	○	
●	●	●	
I	I	I	
IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	
6.058 m / 2.591 m / 2.438 m	6.058 m / 2.591 m / 2.438 m	6.058 m / 2.591 m / 2.438 m	
< 14 t	< 14 t	< 14 t	
● / ○	● / ○	● / ○	
< 3,800 W * / < 200 W + 1,200 W	< 3,800 W * / < 200 W + 1,325 W	< 3,800 W * / < 200 W + 1,450 W	
230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz	
IP23D, IP00	IP23D, IP00	IP23D, IP00	
● / ○	● / ○	● / ○	
In unprotected outdoor environments / ○	In unprotected outdoor environments / ○	In unprotected outdoor environments / ○	
15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%	
● / ○	● / ○	● / ○	
6,000 m³/h	6,000 m³/h	6,000 m³/h	
Ring terminal lug	Ring terminal lug	Ring terminal lug	
Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	
	LC graphic display		
	Ethernet (optical fiber optional) / Modbus		
	● / ○		
	RAL 7004		
	○		
	○		
	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1		
2 x 5C 720 / 760 / 800CRXT	2 x 5C 850 / 900CRXT	2 x 5C 1000CRXT	
2 x 5CS 720 / 760 / 800	2 x 5CS 850 / 900	2 x 5CS 1000	
MVPS 1600SC 21	MVPS 1800SC 21	MVPS 2000SC 21	

Technical data	MVPS 2660-S2	MVPS 2800-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 2660 UP / 1 x SC5 2300 UPXT	1 x SC 2800 UP / 1 x SC5 2400 UPXT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	Depending on selected inverter	
Integrated zone monitoring	o	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Nominal power at 5C UP (from -25°C to +35°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Charging power at 5CS UPXT (from -25°C to +25°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾	2393 kVA / 2001 kVA	2513 kVA / 2101 kVA
Discharging power at 5CS UPXT (from -25°C to +25°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾	2667 kVA / 2267 kVA	2800 kVA / 2380 kVA
Typical nominal AC voltages with a tolerance of +/-10%	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / o / o	● / o / o
Transformer cooling method	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer standby power losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2	● / o / o	● / o / o
Transformer short-circuit losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2	● / o / o	● / o / o
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %	
Reactive power feed-in (up to max. 60% of nominal power)	o	
Power factor at rated power / adjustable displacement power factor	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / Europ. efficiency ⁴⁾ / CEC efficiency ⁴⁾	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
Protective devices		
Inputs side disconnection point	DC load-break switch	
Outputs side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
Galvanic isolation	●	
Arc fault resistance medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -35°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / o / o / o	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard/extreme	● / o	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m	● / o	
Inverter fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Equipment		
DC connection	Lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV voltage transformer: without/with	● / o	
Shield winding for MV transformer: without/with	● / o	
Monitoring package	o	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / o / o / o / o / o / o	
MV switchgear: without / 1 panel / 3 panels	● / o / o	
2 cable panels with load-break switch, 1 transformer panel with circuit breaker, arc fault resistance IAC A FL 20 kA 1 s to IEC 62271-200	● / o / o	
MV switchgear short-circuit current capability (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / o / o	
Accessory for MV switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer panel / cascade control / monitoring	● / o / o / o / o	
Integrated oil spill containment: without/with	● / o	
Industry standards (other industry standards: see inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC certificate	
Model type number	MVPS-2660-S2-10	MVPS-2800-S2-10

Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Ingresso (CC)	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UPXT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UPXT
Inverter selezionabili	1500 V	1500 V
Tensione di ingresso max	a seconda dell'inverter scelto	
Numero ingressi CC		
Zone Monitoring integrato		
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Potenza di carica SCS UPXT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3589 kVA / 3001 kVA	3769 kVA / 3152 kVA
Potenza di scarica con SCS UPXT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA con una tolleranza di +/- 10 %	da 10 kV a 35 kV	da 10 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3 %	< 3 %
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	○
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Rendimento max ³⁾ / Europ. Rendimento ³⁾ / Rendimento CEC ⁴⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sesioneatore di carica CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro le sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni (L x A x P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ⁵⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ⁵⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -35°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m³/h	
Datazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder		
2 feeder con sezionatore di carica, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interna IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2-10	MVPS-4200-S2-10

Tabella 2-3 – Schede tecniche degli inverter di progetto

Come detto in precedenza, l'architettura "PV Station" permette di riunire in un unico elemento, inverter, quadri elettrici, protezioni e trasformatore MT/bt. Tutte le PV Station saranno già precablate: ad esse si attesteranno solo i cavi DC provenienti dalle combiner box afferenti e i cavi MT che arriveranno alle rispettive cabine di sottocampo.

L'impianto dispone anche di un sistema di accumulo, costituito da 11 gruppi di batterie della capacità di 3,72MWh ciascuno, connessi a due a due ad un inverter bidirezionale tipo PV Station della potenza di 3,45 MW. Questa architettura del sistema di accumulo permette di avere una capacità di 40,92 MWh ed una potenza di immissione fino

a 20,7 MW. Quanto detto per l'impiego delle PV Station a servizio dell'impianto fotovoltaico vale anche per queste PV Station: al loro interno, oltre all'inverter è presente il trasformatore MT/BT dedicato e gli scomparti MT con le protezioni della linea che arriva alla cabina del sistema di accumulo. Questa conterrà gli scomparti MT di protezione linea, lo scomparto di partenza verso la cabina di trasformazione 20/36 kV dedicata al sistema di accumulo, lo scomparto di protezione del trasformatore MT/BT dei sistemi ausiliari, il quadro bt dei servizi di cabina.

Nella cabina di trasformazione del sistema di accumulo, è presente il trasformatore AT/MT del sistema di accumulo che innalzerà la tensione da 20 a 36kV, gli scomparti di protezione delle linee che partono dal trasformatore, il quadro bt dei servizi di cabina.

All'interno delle cabine di sottocampo dell'impianto ci saranno gli scomparti MT di protezione delle singole linee provenienti dalle PV Station e lo scomparto di partenza del cavo MT che convoglierà l'energia prodotta dal campo fotovoltaico fino alla cabina di raccolta e trasformazione. Inoltre sarà presente il gruppo di misura dell'energia prodotta, costituita dall'apparecchio di misura e dai trasduttori di corrente e tensione (TA e TV).

Sarà presente una cabina di raccolta che raccoglierà le energie prodotte dai sottocampi B, C e D prima e le invierà alla Cabina di Raccolta e trasformazione 20/36kV.

Per garantire la continuità del servizio in caso di guasto, sono state previste due cabine di parallelo e trasformazione 20/36 kV, denominate rispettivamente "A" e "B" e situate rispettivamente nell'area A e nell'area D. In caso di guasto o manutenzione di uno dei trasformatori in esse contenuti, l'altra cabina potrà sopperire e l'impianto potrà immettere tutta la potenza generabile. In condizioni di funzionamento normale, entrambi i trasformatori funzioneranno ripartendosi il carico. Oltre al cavidotto a 36 kV di collegamento tra le due cabine, è pertanto stato previsto un cavidotto a 20 kV che unisce le due cabine di raccolta e trasformazione e che in caso di avaria di uno dei trasformatori trasporterà l'energia verso il trasformatore funzionante.

A ciascuna cabina di raccolta e trasformazione, afferriranno i cavi MT provenienti dalla cabina di Sottocampo A o dalla Cabina di Raccolta. Qui, la tensione verrà innalzata dal trasformatore MT/AT 20/36kV da 40 MVA e l'energia verrà instradata in un cavidotto AT a 36 kV che arriverà alla cabina di sezionamento, posta nelle vicinanze della Stazione Elettrica della RTN. All'energia prodotta dall'impianto, si aggiungerà se necessario anche l'energia immessa dal sistema di accumulo, già innalzata al livello di tensione di 36 kV.

In ciascuno dei sottocampi è inoltre presente una cabina dei servizi ausiliari, contenente le apparecchiature di comunicazione, sorveglianza dell'impianto e controllo da remoto.

Il tracciato dei cavidotti interrati a 20 kV e a 36kV è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11/12/1933 n° 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti.

Esso utilizza maggiormente corridoi già impegnati dalla viabilità stradale principale e secondaria esistente, con posa del cavidotto il più possibile al margine della sede stradale. I cavidotti interrati sono stati progettati in modo tale da recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi.

Il tracciato dei cavidotti interni a 20kV, si estende per circa 5,2 km, invece il cavidotto a 36kV di collegamento tra la

“Cabina di Raccolta e Trasformazione 20/36kV” e la Stazione Elettrica della RTN di nuova realizzazione si estende per circa 4,6 km. Il cavidotto interno a 36 kV che unisce le due cabine di raccolta e trasformazione e la cabina di trasformazione del sistema di accumulo è invece esteso per circa 0,9 km.

In ottemperanza alle procedure poste in essere, è stata sottoposta al gestore di rete Terna S.p.A., per l’impianto in oggetto, formale istanza di allacciamento alla RTN al fine di valutarne la fattibilità tecnica. In data 24/06/2023 e con Codici Pratica 202302626 è stata ottenute da Terna S.p.A. la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) di cui si riporta di seguito un estratto (si veda l’elaborato di progetto “Rel.25 Preventivo di connessione e accettazione soluzione tecnica di allaccio”).

La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Fulgatore - Partanna”, previa:

- *realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 220 kV “Fulgatore – Partinico”, di cui al Piano di Sviluppo Terna;*
- *realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento della suddetta stazione con la stazione 220/150 kV di Fulgatore, previo ampliamento della stessa;*
- *realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento della suddetta stazione a 220 kV con la stazione 220/150 kV di Partanna, previo ampliamento della stessa.*

Ulteriori dettagli relativi al layout dei sottocampi, ai percorsi dei cavidotti, allo schema delle connessioni e ai particolari delle cabine sono riscontrabili negli appositi elaborati di progetto.

Le caratteristiche e i criteri di dimensionamento sono riportati nel successivo capitolo della presente relazione.

Nella figura seguente si riporta l’inquadramento dell’area di impianto e del cavidotto di connessione alla RTN su carta IGM:

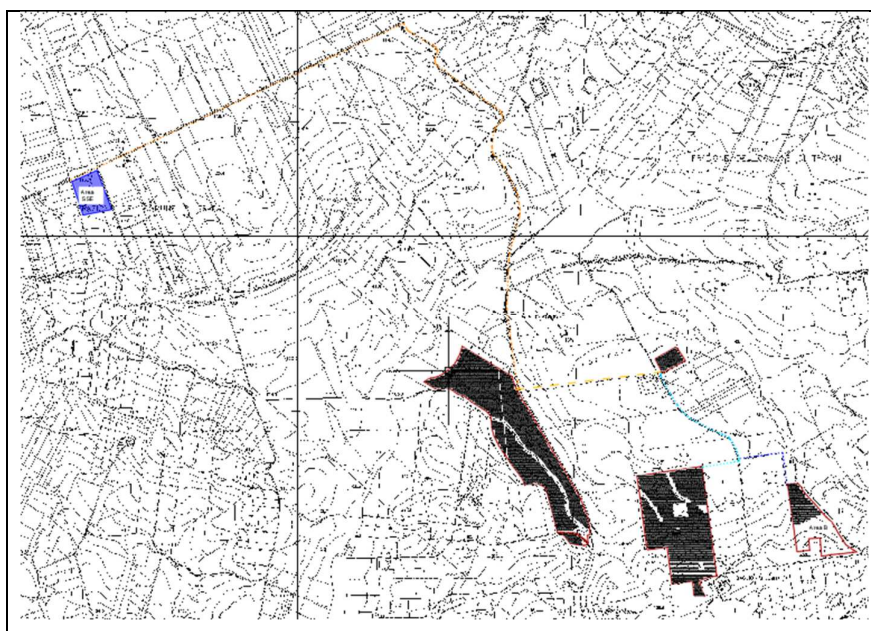


Figura 2.1 – Inquadramento su IGM dell’impianto e del cavidotto AT di connessione alla Stazione Elettrica della RTN

2.2 Generatore fotovoltaico

Nella tabella di seguito sono riportate le caratteristiche delle stringhe che costituiranno l'impianto:

Moduli per stringa	N°	30
Potenza nominale	kWp	21
Tensione nominale	V	1215
Tensione a circuito aperto	V	1545
Corrente nominale	A	17,29
Corrente di cortocircuito	A	18,32

Tabella 2-4 – Configurazione elettrica rappresentativa di una delle stringhe fotovoltaiche in progetto

Il cablaggio delle stringhe sarà realizzato con cavo solare tipo H1Z2Z2-K avente una sezione di 6 mm². Il cablaggio e le lunghezze dei circuiti stringa-combiner box e combiner box-inverter saranno realizzate in modo da contenere la caduta di tensione entro il 2% per ogni tratta, in modo da ridurre al minimo le perdite.

I calcoli elettrici relativi a questa porzione di impianto sono riportati nel capitolo seguente ed i risultati sono invece riportati in appendice alla presente relazione (si è considerato il caso più gravoso dal punto di vista elettrico: combiner box da 15 stringhe e MVPS con 195 stringhe).

2.3 Combiner box

Ad ogni PV Station afferiranno diverse Combiner Box. Queste sono dotate di 16 ingressi (di cui al massimo 15 saranno utilizzati), ognuno con fusibile di protezione, a cui si attesterà una stringa ciascuno ed avranno un interruttore di manovra sezionatore all'uscita per sezionare i cavi DC che collegheranno le stringhe all'ingresso DC dell'inverter. Le caratteristiche delle combiner box sono riportate nella tabella di seguito.

Technical Data	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
Input (DC)			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	17.2 A	13.75 A	10.31 A
Fuse type*	10.3 x 85 - 1500 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
Output (DC)			
Rated current	275 A	330 A	330 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester	Type 2, In = 15 kA; I _{max} = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm ² to 400 mm ²		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
Enclosure / Ambient Parameters			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 240 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)	590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)	
Max. weight	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
Standards			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* accessory required			

Tabella 2-5 – Caratteristiche tecniche della combiner box di progetto

2.4 Inverter

Nell'impianto sono previsti complessivamente 12 inverter tipo "PV Station" di diversa potenza (si veda il paragrafo 2.1) per la conversione in corrente alternata dell'energia elettrica prodotta dal campo in corrente continua. Ogni PV Station, come già detto avrà oltre all'inverter anche il trasformatore MT/BT dedicato, i quadri bt e MT con le relative protezioni per le linee e quant'altro necessario. Tutte le PV Station saranno già precablate internamente dal costruttore.

Ogni PV Station è costituita da un container di dimensioni (LxPxH) 6,06 x 2,44 x 2,59m. Ulteriori informazioni sono evidenziate nella tavola dello schema unifilare e nella tavola dei particolari delle cabine.

2.5 Cabina di sottocampo

Ogni sottocampo è dotato di una cabina di parallelo a cui afferiscono le linee uscenti dalle PV Station. In essa saranno presenti oltre agli scomparti di protezione delle linee entranti, il trasformatore dei servizi ausiliari, lo scomparto della linea in uscita verso la cabina di raccolta e trasformazione il quadro bt dei servizi ausiliari ed il contatore dell'energia prodotta dal sottocampo. La cabina sarà del tipo monoblocco prefabbricato, avrà dimensioni come da tabella seguente e rivestata con rivestimento murale plastico, idrorepellente, impermeabilizzato con guaina ardesiata. Le dimensioni delle cabine dei sottocampi sono riportate nella tabella seguente:

Dimensioni	Sottocampo A	Sottocampo B	Sottocampo C	Sottocampo D
Lunghezza [m]	8,70	5,70	8,70	5,70
Larghezza [m]	2,50	2,50	2,50	2,50
Altezza [m]	2,50	2,50	2,50	2,50

Tabella 2-6 – Dimensioni delle cabine di sottocampo

Il basamento – vasca di fondazione della cabina sarà un manufatto realizzato ad unico getto in cls armato.

Lateralmente presenterà dei fori con setto a frattura prestabilita di diametro pari a 200mm, destinati ad introdurre i cavi BT e MT in ingresso e in uscita. Si prevede che la vasca di fondazione sarà poggiata su un piano interrato a 50cm al di sotto del piano di campagna e fuoriscirà per circa 10 cm.

2.6 Cabina di raccolta

L'impianto fotovoltaico è dotato di 1 cabina elettrica di raccolta, situata nel sottocampo D che raccoglierà l'energia proveniente dalle cabine di sottocampo B, C e D e la convoglierà alla cabina di raccolta e trasformazione. Ciò al fine di ridurre il numero dei cavi che costituiranno la rete di media tensione dell'impianto fotovoltaico.

All'interno di questa cabina saranno presenti gli scomparti a protezione delle linee afferenti, il trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari e lo scomparto di partenza verso la cabina di raccolta e trasformazione.

Ciascuna cabina di raccolta, ospiterà inoltre i quadri per l'alimentazione dei servizi ausiliari e il contatore per la misura dell'energia prodotta dalla porzione di impianto fotovoltaico.

La Cabina presenterà un unico vano per l'alloggiamento del trasformatore MT/BT dei servizi ausiliari e per i quadri elettrici BT e MT. Tale cabina avrà una struttura tipo box monoblocco, dimensioni di 8,7x2,5x2x5 metri, sarà in cemento armato vibrato e rivestita con rivestimento murale plastico, idrorepellente, impermeabilizzato con guaina ardesiata.

Il basamento – vasca di fondazione della cabina sarà un manufatto realizzato ad unico getto in cls armato.

Lateralmente presenterà dei fori con setto a frattura prestabilita di diametro pari a 200mm, destinati ad introdurre i cavi BT e MT in ingresso e in uscita. Si prevede che la vasca di fondazione sarà poggiata su un piano interrato a 50cm al di sotto del piano di campagna e fuoriuscirà per circa 10 cm.

2.7 Cabine di raccolta e trasformazione 20/36kV

In ciascuna cabina di raccolta e trasformazione 20/36kV sarà realizzata la raccolta dell'energia proveniente dai sottocampi, la sua trasformazione da media tensione (20kV) ad alta tensione (36kV) e l'immissione di essa nel cavidotto interrato a 36 kV che giungerà alla Stazione Elettrica di nuova realizzazione come da STMG (v. paragrafo 2.1).

In questa cabina si troveranno pertanto gli scomparti MT di arrivo delle linee dalla cabina di sottocampo A e dalla cabina di raccolta, ciascuno dotato della protezione dedicata, il trasformatore MT/AT 20/36kV della potenza nominale di 40MVA, situato in apposito vano, ed infine lo scomparto di partenza per il cavidotto in AT. Nella cabina "A" sarà presente anche l'arrivo della sezione a 36kV del sistema di accumulo.

Ogni cabina avrà dimensioni (LxPxH) 9 x 5 x 5,00m, sarà in cemento armato vibrato e rivestita con rivestimento murale plastico, idrorepellente, impermeabilizzato con guaina ardesiata.

Anche il sistema di accumulo disporrà di un trasformatore MT/AT 20/36 kV dedicato, della potenza di 25MVA. La cabina avrà le dimensioni indicate sopra.

Il basamento – vasca di fondazione della cabina sarà un manufatto realizzato ad unico getto in cls armato.

Lateralmente presenterà dei fori con setto a frattura prestabilita di diametro pari a 200mm, destinati ad introdurre i cavi AT, BT e MT in ingresso e in uscita. Si prevede che la vasca di fondazione sarà poggiata su un piano interrato a 50cm al di sotto del piano di campagna e fuoriuscirà per circa 10 cm.

2.8 Trasformatori

2.8.1 Trasformatori MT/bt

I trasformatori MT/bt, come già esposto al paragrafo 2.1, saranno contenuti all'interno dei container delle PV Station. Il loro compito è quello di innalzare il livello di tensione dell'energia in uscita dall'inverter, da 600V a 20.000 V. Si tratterà di trasformatori isolati in olio o in resina e la loro potenza nominale dipenderà dall'inverter al quale sono connessi. In linea di massima, si possono considerare le potenze riportate nella seguente tabella:

Potenza Inverter [kVA]	Potenza trasformatore [kVA]	Tensione al primario [kV]	Tensione al secondario [kV]	Gruppo	Vcc %
1000	1250	20	0,6	Dyn11	6%
1600	2000	20	0,6	Dyn11	6%
2660	3150	20	0,6	Dyn11	6%
4000	4000	20	0,6	Dyn11	6%

Tabella 2-7 – Caratteristiche dei trasformatori MT/bt

2.8.2 Trasformatori AT/MT

Lo scomparto MT di partenza delle cabine di raccolta e trasformazione sarà collegato ad un trasformatore trifase AT/MT (36/20kV) isolato in estere ad alto punto di infiammabilità, avente potenza 40MVA e sito in un apposito vano della cabina di raccolta e trasformazione. L'uscita AT del trasformatore sarà collegata ad uno scomparto dotato di interruttore con relè di protezione. Da questo scomparto, una linea AT in cavo interrato a 36kV conatterà l'impianto all'altra cabina

di raccolta e trasformazione. Nella cabina di raccolta e trasformazione "A", ci sarà lo scomparto di partenza del cavidotto a 36 kV interrato che giungerà alla cabina di sezionamento, posta nelle vicinanze della Stazione Elettrica della RTN. Le caratteristiche indicative dei trasformatori sono riportate nella tabella seguente:

Caratteristica	Valore			U.m.
	Trasformatore Cabina "A"	Trasformatore Cabina "B"	Trasformatore sistema di accumulo	
Potenza Nominale	40	40	25	[MVA]
Frequenza	50			[Hz]
Tensione primaria	36.0000			[V]
Tensione secondaria a vuoto	20.000			[V]
Connessioni avvolgimenti primari/secondari	Stella/triangolo			
Gruppo CEI	11			
Raffreddamento	KNAF			
Installazione	Al coperto			
Materiale degli avvolgimenti	Alluminio			
Dimensioni (H x L x P)	3000 x 8000 x 4000			[mm]

Tabella 2-8 – Caratteristiche dei trasformatori AT/MT

2.8.3 Trasformatore MT/bt per i servizi ausiliari

In ciascuna cabina di sottocampo e nella cabina del sistema di accumulo è presente un trasformatore MT/bt per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Le caratteristiche indicative sono riportate nella tabella seguente:

Caratteristica	Valore	U.m.
Potenza Nominale	50	[kVA]
Frequenza	50	[Hz]
Tensione primaria	20.000	[V]
Tensione secondaria a vuoto	400	[V]
Variazioni sul primario		%
Connessioni avvolgimenti primari/secondari	Stella/triangolo	
Gruppo CEI	Dy11n	
Raffreddamento	AN	
Installazione	Al coperto	
Materiale degli avvolgimenti	Alluminio	
Dimensioni (H x L x P)	1700 x 2000 x 900	[mm]

Tabella 2-9 – Caratteristiche del trasformatore MT/bt per l'alimentazione dei servizi ausiliari

2.9 Cabina di sezionamento

In un'area nelle vicinanze della nuova Stazione Elettrica della RTN, sarà realizzata una cabina di sezionamento in cui, prima di attestarsi all'apposito stallo in Stazione elettrica, il cavo AT proveniente dall'impianto fotovoltaico potrà essere sezionato per eventuali manutenzioni senza la necessità di dover richiedere al Gestore della RTN l'interruzione della linea a partire dallo stallo.

In quest'area troveranno pertanto posto una cabina AT contenente gli scomparti di sezionamento realizzati in entrata, lo scomparto delle misure ed il contatore dell'energia immessa e prelevata dalla rete (bidirezionale).

All'interno dell'area sarà anche realizzata una cabina dei servizi ausiliari in bassa tensione contenente oltre ai quadri elettrici, anche le apparecchiature di monitoraggio e sorveglianza. Inoltre saranno presenti due ulteriori manufatti prefabbricati adibiti ad ufficio/spogliatoio e magazzino. Per ulteriori informazioni si consulti l'apposito elaborato planimetrico.

2.10 Impianti elettrici speciali

Nell'area d'impianto sono previste le seguenti tipologie di impianti elettrici speciali:

- Impianti di illuminazione;
- Impianto di videosorveglianza;
- Impianto antintrusione;

2.10.1 Impianto di illuminazione

L'impianto sarà dotato di un sistema di illuminazione perimetrale normalmente spenta ed in grado di attivarsi su comando locale o su input di sorveglianza. In particolare, l'impianto di illuminazione sarà composto da:

- Pali fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato, posti ad una distanza uno dall'altro variabile tra un minimo di 30 metri ad un massimo di 50 metri. I pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno corredati di asola per ingresso cavi, asola per morsettiera, morsettiera ad incasso con fusibile, portella da palo e bullone di messa a terra;
- Corpi illuminanti che si attiveranno in caso di allarme, intrusione e per le operazioni di manutenzione straordinaria nelle ore notturne. Quali corpi illuminati si prevede di utilizzare lampade a LED a basso consumo di energia.

L'impianto di illuminazione sarà progettato in modo da ridurre al minimo l'effetto di disturbo e in generale l'inquinamento luminoso. L'impianto di illuminazione infatti è realizzato come sistema antintrusione e sicurezza, pertanto sarà dotato di un sistema di accensione che si attiverà solo in caso di antintrusione e dotato di un interruttore crepuscolare.

2.10.2 Impianto di videosorveglianza

L'impianto sarà dotato di un sistema di videosorveglianza composto da videocamere disposte lungo tutto il perimetro dell'area d'impianto e di un controllo volumetrico delle cabine.

I pali per l'installazione delle videocamere sono gli stessi utilizzati per l'illuminazione perimetrale e della viabilità interna all'impianto. Su ognuno dei pali dei corpi illuminanti saranno installate n.2 videocamera per la videosorveglianza.

Il sistema di videosorveglianza è composto da:

- telecamere brandeggiabili, dotate di zoom ed installate sui pali di illuminazione dell'impianto, del tipo night and day;
- illuminatori ad infrarossi;
- convertitori per collegare le telecamere con cavo UTP;
- sistema di registrazione digitale;
- centrale d'allarme.

Le videocamere, dotate di convertitori analogici/digitali a bordo, saranno collegate ad un sistema di gestione di videoregistrazione ed archiviazione dati, mediante conduttori in fibra ottica e secondo una topologia di rete point-to-point. Ogni dispositivo di ripresa sarà dotato di un elemento scaldante al fine di evitare fenomeni di condensazione.

Si prevede che l'impianto di videosorveglianza sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente. A tal fine, le videocamere saranno di Classe II, l'alimentazione sarà effettuata mediante l'impiego di conduttori 0,6/1kV e le derivazioni effettuate entro cassette isolate.

La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo ed il sistema dovrà permettere l'archiviazione di immagini per un periodo di tempo pari a 10 giorni.

Le zone sensibili che dovranno essere costantemente monitorate sono:

- la recinzione perimetrale;
- cancello di ingresso all'area;
- viabilità di accesso ed interna;
- area cabine utente.

2.10.3 Impianto antintrusione

Per impedire l'accesso all'area di installazione dei moduli, sarà installato un sistema antintrusione.

A fronte dell'insorgenza di un evento di allarme, il sistema provvederà alle seguenti azioni:

- accensione dell'impianto di illuminazione di tutto il campo allarmato;
- invio di una segnalazione di allarme ad una postazione di controllo remota;
- invio di una segnalazione di allarme al sistema di videosorveglianza.

Per la protezione antintrusione della cabina utente si prevede l'utilizzo di un sistema di rilevamento del movimento che si attivi a seguito della rilevazione di un movimento all'interno delle cabine.

L'intero impianto di rilevazione antintrusione è in Classe II o con isolamento equivalente. A tal fine, i dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale sono apparecchiature in Classe II, conduttori con isolamento 0,6/1kV e derivazioni effettuate entro cassette in materiale isolante, l'isolamento sarà comunque garantito dopo l'installazione.

3 Calcoli elettrici

3.1 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:

$$a) I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$b) I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

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. Di seguito si riportano 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)

La sezione viene scelta in modo che la sua portata sia superiore alla $I_z \text{ min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (si veda la 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.

3.2 Integrale di Joule

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

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

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento

minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

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

- | | |
|---|---------|
| - Cavo in rame e isolato in PVC | K = 115 |
| - Cavo in rame e isolato in gomma G | K = 135 |
| - Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7 | K = 143 |
| - Cavo in alluminio e isolato in PVC | K = 74 |
| - Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7 | K = 92 |

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

- | | |
|---|---------|
| - Cavo in rame e isolato in PVC | K = 143 |
| - Cavo in rame e isolato in gomma G | K = 166 |
| - Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7 | K = 176 |
| - Cavo in rame nudo | K = 228 |

3.3 Dimensionamento dei conduttori di neutro

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

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm²;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso;
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm², se il conduttore è in rame, e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm², se conduttore in rame, e 25 mm², se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase.

3.4 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.

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

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

- 2,5 mm^2 rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm^2 o 16 mm^2 alluminio se non è prevista una protezione meccanica.

3.5 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate mediante la formula approssimata:

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

con:

- $k_{c_{dt}} = 2$ per sistemi monofase;
- $k_{c_{dt}} = 1,73$ 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 50 Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

3.6 Scelta delle protezioni

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

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km \max}$;

- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag\ max}$).

3.7 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:
 - o $I_{cc\ min} \geq I_{inters\ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - o $I_{cc\ max} \leq I_{inters\ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - o $I_{cc\ min} \geq I_{inters\ min}$
- L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - o $I_{cc\ max} \leq I_{inters\ max}$

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

3.8 Dimensionamento elettrico

Sulla base dei componenti sopra indicati, si effettuano i calcoli di dimensionamento atti a verificare se tutti i componenti del generatore fotovoltaico sono correttamente accoppiati; inoltre, vengono definite le sezioni dei conduttori da impiegare in modo da verificare le portate degli stessi conduttori e la caduta di tensione.

I risultati di tali calcoli sono riportati nelle tabelle in appendice.

3.8.1 Dati del sistema di alimentazione

Si riportano di seguito i parametri di Rete assunti nella presente relazione:

- tensione nominale 20 kV;
- frequenza nominale 50 Hz;

- corrente di cortocircuito alla sbarra MT 20 kA;
- tensione massima 20 kV;
- tensione di tenuta a frequenza industriale 50 kV;
- tensione di tenuta a impulso 125 kV;
- stato del neutro compensato;
- corrente di guasto monofase a terra 10 A;
- tempo di eliminazione del guasto monofase a terra $\gg 10$ s.

In aggiunta ai suddetti valori, sono rilevanti ai fini del dimensionamento i dati relativi al trasformatore MT/BT installato in cabina:

- potenza nominale 50 kVA;
- tensione nominale primaria 20 kV;
- tensione nominale secondaria 0,40 kV;
- corrente nominale primaria 1,44 A;
- corrente nominale secondaria 72,17 A;
- tipo isolamento in resina;
- tensione di cortocircuito 6%;
- simbolo di collegamento Dyn11.

3.8.2 Collegamenti in corrente alternata bt

Relativamente alla protezione del cavo di collegamento dal trasformatore al quadro degli ausiliari BT, considerando la ridotta lunghezza del collegamento, la corrente di cortocircuito non subisce significative riduzioni, pertanto la protezione 51 consente di proteggere anche il cavo.

Sulla base della potenza nominale e della tensione di cortocircuito del trasformatore (50 kVA), trascurando a favore di sicurezza l'impedenza della Rete a monte, si determina il valore della corrente di cortocircuito secondaria pari a circa 1,2 kA. La corrente di cortocircuito così determinata rappresenta il valore di base per calcolare il potere di interruzione degli interruttori BT.

Il collegamento del lato BT del trasformatore è realizzato mediante una terna costituita da cavi in rame, unipolari con guaina, isolamento in EPR, si ipotizza posa a strato in cavità di strutture) ciascuno avente sezione 35 mm², che si attesta sull'interruttore generale BT.

Per quanto riguarda la verifica a cortocircuito, come già anticipato in precedenza, risulta debitamente soddisfatta in funzione dei seguenti parametri:

- I = corrente di corto circuito in corrispondenza del QAUX pari al valore massimo di 1,2 kA;
- S = 35 mm² (sezione del collegamento);
- K = 146 (per cavi isolati in gomma G16);
- $t < 1$ secondo (valore conservativo del tempo di intervento per la taglia degli interruttori previsti).

3.8.3 Dimensionamento dei conduttori in CC

Il dimensionamento dei conduttori viene eseguito in base a due criteri: criterio della caduta di tensione e criterio termico.

Relativamente alla caduta di tensione, la normativa non prevede specifici valori per gli impianti fotovoltaici; tuttavia, è buona prassi limitare la caduta di tensione totale in DC a valori prossimi al 2% nella quasi totalità dei circuiti.

Il calcolo della caduta di tensione nei diversi tratti è eseguito applicando l'espressione:

$$\Delta V = \frac{2 \times I \times L \times \rho}{S}$$

dove:

- I = l'intensità della corrente in A;
- L = la lunghezza del cavo in m;
- S = la sezione del cavo in mm²;
- ρ = la resistività (rame 0,01725 ed alluminio 0,028 Ωmm²/m).

Relativamente al criterio termico per i singoli conduttori, si fa riferimento come corrente di impiego I_b alla corrente di cortocircuito (la massima che può percorrere il circuito) che dovrà essere inferiore alla portata del conduttore scelto calcolata con la seguente espressione:

$$I_z = I_0 \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4$$

Si assume la portata del cavo direttamente interrato alla profondità di 0,6 m e alla temperatura di 30°C con il fattore di correzione di temperatura K1 pari a 1 per e K2 pari a 0,6 e al massimo un fascio composto da 6 circuiti a contatto. La resistenza termica del terreno si considera pari a 2 °K x m /W.

Si assume la portata del cavo direttamente interrato alla profondità di 0,6 m e alla temperatura di 30°C con il fattore di correzione di temperatura K1 pari a 1 per e K2 pari a 0,6 e al massimo un fascio composto da 6 circuiti a contatto. La resistenza termica del terreno si considera pari a 2 °K x m /W.

La protezione dal sovraccarico e dal corto circuito deve essere garantita sia per i cavi che per i moduli. Relativamente ai cavi, il dimensionamento è stato eseguito considerando come corrente di impiego la corrente di cortocircuito, pertanto gli stessi risultano dimensionati per la massima corrente che si può verificare in caso di guasto (non sono necessari altri accorgimenti).

I moduli sono automaticamente protetti perchè tollerano sempre una corrente inversa (quella che li interessa in caso di cortocircuito) superiore a 2 volte la corrente di cortocircuito che può instaurarsi nel circuito DC (pari alla corrente di cortocircuito della stringa).

Dei cavi in DC viene mostrato il dimensionamento nell'appendice. Si è scelto il caso particolare di una combiner box a cui fanno capo 15 stringhe (caso peggiore).

Per i cavi DC tra combiner box ed inverter, si è scelto il caso della PV Station 4 in cui tutte le combiner box hanno 15 stringhe connesse e quindi la corrente di impiego dei cavi è la maggiore.

Accoppiamento generatore fotovoltaico – inverter

Le condizioni da rispettare nell'accoppiamento generatore fotovoltaico inverter sono costituite dalla relazione di quattro grandezze relative all'inverter con quattro grandezze relative al generatore:

GRANDEZZE INVERTER	
V_{max}	Massima tensione ammissibile ai morsetti dell'inverter
$V_{MinMPPT}$	Minimo valore dell'intervallo di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
$V_{MaxMPPT}$	Massimo valore dell'intervallo di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
$I_{MAXmppt}$	Corrente massima in ingresso ad ogni MPPT
GRANDEZZE GENERATORE	
V_{Smax}	Tensione della stringa a circuito aperto alla minima temperatura esterna
V_{Smin}	Tensione di uscita della stringa alla massima temperatura esterna
V_{SMPPT}	Tensione di uscita della stringa alla massima potenza
I_{Smax}	Corrente di stringa in cortocircuito alla massima temperatura esterna

Tabella 3-1 – Grandezze utilizzate per verificare la compatibilità inverter-generatore fotovoltaico

La lunghezza delle stringhe varia in funzione dell'esigenza di mediare tra la disposizione delle strutture e la lunghezza dei cavi in corrente continua che connettono le stringhe agli inverter. In ogni caso, la dimensione delle stringhe, riportata anche nell'elaborato grafico relativo alla connessione dei moduli sarà come già detto nel paragrafo 2.1 pari a 30 moduli in serie.

Il numero di moduli per stringa deve essere tale che:

- la tensione della stringa nel punto di massima potenza sia all'interno dell'intervallo delle tensioni di funzionamento alla massima potenza ammesso dall'inverter;
- la tensione a vuoto della stringa alla minima temperatura ambiente sia inferiore al limite massimo di tensione in ingresso all'inverter;
- la tensione della stringa nel punto di massima potenza alla massima temperatura raggiungibile dai moduli sia superiore alla minima tensione di funzionamento dell'inverter e sia all'interno dell'intervallo delle tensioni di funzionamento alla massima potenza ammesso dall'inverter;
- la massima corrente di stringa (o delle eventuali stringhe in parallelo) deve essere inferiore alla massima corrente in ingresso ammessa dall'inverter sul singolo canale MPPT;
- La potenza della stringa alla minima temperatura ambiente deve essere inferiore alla potenza massima in ingresso all'inverter sul singolo canale MPPT;

La compatibilità tra moduli e inverter è rappresentata nella figura di seguito con la verifica delle suddette condizioni (si è considerato il caso della PV Station di maggiore potenza e con il maggior numero di stringhe collegate):

Inverter			Modulo			TEST		
Marca	SMA		MARCA	Vertex		T _{min}	0	°C
Modello	SC4000		MODELLO	TSM-NEG21C.20		T _{MAX}	65	°C
Potenza	4000	kW	POTENZA	700	W	N _{mod}	30	
P _{MAXin}	6000	kW	V _{MPP}	40,5	V	N _{stringhe}	195	
V _{MAXin}	1500	V	I _{MPP}	17,29	A	V _{SMPPT}	1215	V
V _{MAXmppt}	1325	V	V _{OC}	48,6	V	V _{Smin}	1098,36	V @ 65 °C
V _{MINmppt}	880	V	I _{SC}	18,32	A	V _{SMAX}	1545,48	V @ 0 °C
V _{MINstart}	849	V	α	0,04	%/°C	P _S	21000	W
N _{MPPT}	1	*	β	-0,24	%/°C	P _{SMAX}	22522,5	W
I _{MAXmppt}	4750	A	γ	-0,29	%/°C	V _{Smin} >V _{MINstart}	OK!	
T _{MIN}	-30	°C				V _{Smin} >V _{MINmppt}	OK!	
T _{MAX}	60	°C				P _{SMAX} <P _{MAXin}	OK!	
						P _S <P _{MAXin}	OK!	
						I _{SMAX} <I _{MAXmppt}	OK!	
N _{STRINGHE}	195							
P _{DC}	4095000	W						
P _{DC} /P _{AC}	1,02375	%						

Figura 2 – Verifica della compatibilità inverter-stringhe

3.9 Dimensionamento dei conduttori MT

I cavi in media tensione sono previsti:

Nel sottocampo A:

- A.1 dalla PV Station 1 alla PV Station 2;
- A.2 dalla PV Station 2 alla PV Station 3;
- A.3 dalla PV Station 3 alla PV Station 4;
- A.4 dalla PV Station 4 alla cabina di sottocampo A;
- A.5 dalla PV Station 6 alla PV Station 5;
- A.6 dalla PV Station 5 alla cabina di sottocampo A;
- A.7 dalla cabina di sottocampo A alla cabina di raccolta e trasformazione "A";
- A.8 dalla PV Station di accumulo 1 alla cabina del sistema di accumulo;
- A.9 dalla PV Station di accumulo 2 alla cabina del sistema di accumulo;
- A.10 dalla PV Station di accumulo 3 alla cabina del sistema di accumulo;
- A.11 dalla PV Station di accumulo 4 alla cabina del sistema di accumulo;
- A.12 dalla PV Station di accumulo 5 alla cabina del sistema di accumulo;
- A.13 dalla PV Station di accumulo 6 alla cabina del sistema di accumulo;
- A.14 dalla cabina del sistema di accumulo alla cabina di trasformazione 20/36kV del sistema di accumulo.

Nel sottocampo B:

- B.1 dalla PV Station 7 alla cabina di sottocampo B;
- B.2 dalla cabina di sottocampo B alla cabina di raccolta.

Nel sottocampo C:

- C.1 dalla PV Station 8 alla PV Station 9;
- C.2 dalla PV Station 9 alla cabina di sottocampo C;

C.3 dalla PV Station 11 alla PV Station 10;

C.4 dalla PV Station 10 alla cabina di sottocampo C;

C.5 dalla cabina di sottocampo C alla cabina di raccolta.

Nel sottocampo D:

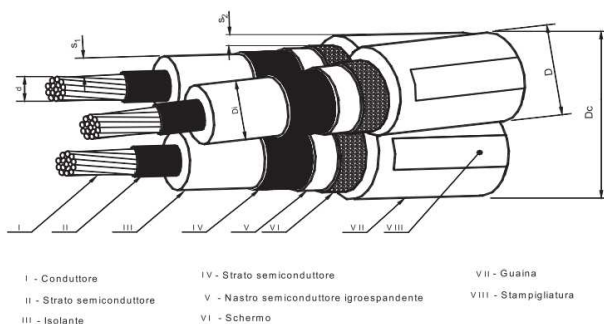
D.1 dalla PV Station 12 alla cabina di sottocampo D;

D.2 dalla cabina di sottocampo D alla cabina di raccolta;

D.3 dalla cabina di raccolta alla cabina di raccolta e trasformazione "B";

D.4 dalla cabina di raccolta alla cabina di raccolta e trasformazione "A" (backup in caso di guasto di uno dei due trasformatori).

Tutti i predetti cavi saranno posati entro cavidotto interrato, in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. I cavi impiegati saranno in alluminio con isolamento estruso in gomma etilenpropilenica (HEPR) con tensione di isolamento 12/20 kV (ad esempio tipo ARE4H5RX).



Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø indicativo isolante	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 35	7,1	18,70	26,2	590	154	185	129	134
1 x 50	8,2	19,80	27,4	650	184	222	152	157
1 x 70	9,9	21,50	29,2	750	230	278	186	192
1 x 95	11,4	23,00	31,0	880	280	338	221	229
1 x 120	13,1	24,70	32,8	1010	324	391	252	260
1 x 150	14,4	26,00	34,5	1150	368	440	281	288
1 x 185	16,2	27,80	36,4	1290	424	504	317	324

Tabella 3-2 – Caratteristiche del cavo MT di progetto

Di tutti i cavi MT viene calcolato il dimensionamento con il criterio termico ed i risultati sono riportati in appendice.

Verifica della Portata

Per il calcolo della portata del cavo in posa interrata vengono utilizzati i seguenti coefficienti correttivi, calcolati come segue:

- temperatura ambiente: si ipotizza una temperatura ambiente media di esercizio di 30 °C;
- Profondità di posa: 80 cm per i cavi interni all'impianto, 1,2m per quelli esterni o su viabilità esterna esistente;
- Fattore di riduzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (N° circuiti = 2);
- Tipologia di terreno: terreno secco con resistività termica 2,0 °K m/W.

I risultati della verifica sono riportati nelle tabelle in appendice alla relazione.

3.10 Dimensionamento del cavo AT

Il cavo AT è previsto nelle seguenti tratte:

Nel sottocampo A:

A.1 dalla cabina di trasformazione del sistema di accumulo alla cabina di raccolta e trasformazione "A";

A.2 dalla cabina di raccolta e trasformazione "A" alla cabina di raccolta e trasformazione "B";

A.3 dalla cabina di raccolta e trasformazione "A" alla cabina di sezionamento;

A.4 dalla cabina di sezionamento allo stallo nella Stazione Elettrica della RTN

Questo cavo sarà in rame con isolamento estruso in gomma etilenpropilenica (HEPR) con tensione di isolamento 26/45kV (tipo RG16H1R12X).



Formazione	Ø Indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Ø Indicativo anima	Ø circoscritto indicativo	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A	
						in aria	interrato ¹⁾
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	A
3 x 1 x 10	4,0	2,0	12,8	27,8	900	111	104
3 x 1 x 16	4,8	2,0	13,6	29,5	1110	145	133
3 x 1 x 25	6,0	2,0	14,8	32,0	1425	190	171
3 x 1 x 35	7,0	2,0	15,9	34,2	1740	230	204
3 x 1 x 50	8,1	2,0	17,0	36,6	2100	276	241
3 x 1 x 70	9,7	2,0	18,6	40,0	2775	345	294
3 x 1 x 95	11,4	2,0	20,3	43,7	3580	422	351
3 x 1 x 120	12,9	2,0	21,9	47,0	4330	487	399
3 x 1 x 150	14,3	2,0	23,3	50,1	5180	550	445
3 x 1 x 185	16,0	2,0	25,0	53,8	6220	635	500
3 x 1 x 240	18,3	2,0	27,1	58,3	7960	745	580
3 x 1 x 300	21,0	2,0	30,1	64,8	9975	855	650

Tabella 3-3 – Caratteristiche del cavo AT di progetto

Anche di questo cavo sarà mostrato il dimensionamento nelle tabelle in appendice.

Verifica della Portata

Per il calcolo della portata del cavo in posa interrata vengono utilizzati i seguenti coefficienti correttivi, calcolati come segue:

- temperatura ambiente: si ipotizza una temperatura ambiente media di esercizio di 30 °C;
- Profondità di posa: 1,2m;
- Fattore di riduzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (N° circuiti = 1);
- Tipologia di terreno: terreno secco con resistività termica 2,0 °K m/W.

I risultati della verifica sono riportati nelle tabelle in appendice alla relazione.

3.11 Impianto generale di terra

L'impianto di terra da realizzare deve soddisfare le disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente in materia; in particolare, si ricorda che l'impianto di terra è costituito dall'intero sistema di conduttori, giunzioni, dispersori al fine di assicurare alla corrente di guasto un ritorno verso terra, attraverso una bassa impedenza.

3.11.1 Conduttori di terra

I conduttori di terra dovranno essere realizzati con conduttori in rame isolato avente sezioni minime, come di riportato di seguito, e dovranno garantire la resistenza meccanica e alla corrosione dei conduttori di terra:

- collegamento piastrine di derivazione 95 mm² (n°2 punti di connessione);
- collegamento quadri elettrici 95 mm² (n° 2 conduttori derivati dalla sbarra di terra);
- macchinario elettrico 16 mm²;
- apparecchiature mobili 16 mm²;
- quadri e/o centralini luce 16 mm²;
- rack, tralici, cancelli, recinzioni, incastellature metalliche 50 mm² (punti di attacco uno ogni 20 metri);
- ponticelli di continuità (protezione scariche atmosferiche) 70 mm²;
- paline per illuminazione 16 mm²;
- trasformatori MT/BT 185 mm² (n°3 punti di connessione);
- power center 120 mm² (n°3 punti di connessione);
- quadri di media 70 mm² (n°2 punti di connessione);
- altri quadri bassa tensione ed inverter 70 mm² (n°2 punti di connessione).

3.11.2 Conduttori equipotenziali

Dai collettori alle apparecchiature dovranno essere realizzati i collegamenti equipotenziali, con conduttori di tipo FS17, aventi sezione non inferiore a quelli riportati di seguito:

trasformatori MT/BT 185 mm² (n°2 punti di connessione al centro stella e n°1 punto di connessione alla struttura);

quadri MT 70 mm²;

altri eventuali quadri in BT 70 mm².

3.11.3 Descrizione

L'impianto di terra in oggetto si riferisce ad un sistema di II categoria.

Il sistema, del tipo TN-S, prevede il collegamento del conduttore di protezione, direttamente col centro stella del circuito secondario dei trasformatori.

L'impianto di terra verrà realizzato in accordo alle prescrizioni delle Norme CEI 11-1 e CEI 64-12.

I dati tecnici di dimensionamento sono stati considerati peggiori di quelli realmente esistenti allo stato attuale di modo da considerare eventuali cambiamenti e trasformazioni della rete alla quale sarà connesso il campo fotovoltaico in oggetto.

Si è considerata pertanto la condizione di allaccio alla rete di distribuzione interna avente i seguenti parametri tecnici:

- la corrente di corto circuito al quadro generale si prevede pari a 20 kA;
- tensione di alimentazione della cabina di 20 kV;

- corrente di guasto monofase a terra pari a 50 A;
- tempo di intervento delle protezioni >> 10 sec.

L'art. 9 delle Norme C.E.I. 11-1 prescrive che gli impianti di terra nelle cabine di trasformazione debbano essere dimensionati in modo tale che non si determinino in nessun punto, sia all'interno che all'esterno della cabina, tensioni di contatto e di passo superiori ai valori indicati nella tabella di seguito riportata:

<i>Durata del guasto</i> T_F (s)	<i>Tensione di contatto ammissibile U_{TP} (V)</i>	
	<i>Nuova norma CEI 11-1</i>	<i>Vecchia norma CEI 11-8</i>
10	80	50
2	85	50
1	103	70
0,8	120	80
0,7	130	85
0,6	155	125
0,5	220	160
0,2	500	160
0,14	600	160
0,08	700	160
0,04	800	160

Tabella 3-4 – Tensioni di contatto e di passo superiori limite (CEI 11-1)

- $I_f = 50$ A;
- $t = >> 10$ sec;

dove I_f è il valore della corrente di guasto a terra, e t è il tempo di eliminazione del guasto.

Con tempi >>10 sec la tensione di contatto massima ammissibile può essere considerata pari a 80 V.

Il valore di resistenza max dell'impianto di terra sarà quindi dato da :

$$R_t < V/I_f$$

quindi:

$$R_t < 80/50 = 1,6 \Omega$$

Tale valore di resistenza (più basso di quello realmente necessario con le reali correnti di guasto a terra in gioco) è sicuramente raggiunto ed assicurato dalla geometria e dalla tipologia di dispersori utilizzati per la rete di terra in oggetto. L'impianto di terra, sulla base di quanto descritto dalla CEI 11-1 Allegato K, dovrà avere un valore di resistenza di terra calcolato nel modo di seguito indicato.

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico sarà costituito da una treccia di rame nudo interrata (ad una profondità superiore a 0,8 m e ricoperto per circa 0,3 m con terreno vegetale) lungo il percorso della dorsale dei cavidotti di ciascun sottocampo fotovoltaico e dei cavidotti relativi alle linee MT e dal dispersore di ciascun inverter e di ciascuna cabina; tale dispersore sarà costituito da un anello (conduttore di rame nudo 35 mm²) con maglia (rame nudo 70 mm², dimensioni 1x1 m) e con 4 dispersori a picchetto (L = 1,5 m) agli angoli, e dovrà essere interrato ad una profondità superiore a 0,8 m e ricoperto per circa 0,3 m con terreno vegetale.

Assumendo come dato di resistività del terreno ρ pari a 100 Ω m (valore cautelativo per la tipologia di terreno), come indicato dalla tabella K-1 della Norma CEI 11-1, il valore del contributo del singolo dispersore di terra sopra indicato è pari a (considerando il caso peggiore, ovvero sottocampo B con la rete di terra di minore estensione, una sola cabina di sottocampo ed una sola PV Station:

- dispersore del campo fotovoltaico in treccia interrata: 0,09 Ω ;
- dispersore a picchetto: 66,67 Ω . Dato che andranno installati n°4 dispersori avremo che il contributo totale dei dispersori di terra sarà pari al parallelo dei contributi dei 4 picchetti di uguale resistenza e cioè 16,67 Ω ;
- maglia di terra di cabina: 5,92 Ω .

Il valore calcolato della resistenza di terra dell'impianto è dato dal parallelo del contributo della resistenza del dispersore del campo fotovoltaico, dei dispersori verticali e dalle maglie di cabina: si avrà, pertanto, un valore pari a 0,08 Ω .

Il valore risultante (puramente teorico) soddisfa in pieno quanto richiesto dalla CEI 11-1 per essere coordinati in caso di eventuale guasto in MT. Sarà cura dell'impresa esecutrice effettuare una verifica dell'impianto, da allegare alla certificazione, effettuata secondo la norma 11-37.

I collettori dei trasformatori dei servizi ausiliari saranno connessi all'impianto di terra disperdente con conduttore tipo FS17 di sezione non inferiore a 35 mm² in modo da permettere un'adeguata distribuzione della corrente di guasto in prossimità dei trasformatori. In particolare, valutando il guasto in BT, la sezione della maglia del dispersore di terra a cui si dovrà connettere il trasformatore MT/BT dovrà essere di sezione non inferiore a 35 mm²: saranno realizzate tre connessioni in tre punti diversi della maglia con conduttore FS17 di sezione minima 35 mm².

Infine, ciascuna cabina sarà equipaggiata come di seguito specificato:

- il collettore (o nodo) principale di terra nel quale confluiscono i conduttori di terra, di protezione e di equipotenzialità;
- il sezionatore di terra (per le misure e le verifiche sullo stato dell'impianto);
- il conduttore equipotenziale, avente lo scopo di assicurare l'equipotenzialità fra le masse installate nella cabina e/o le masse estranee (parti conduttrici, non facenti parte dell'impianto elettrico, suscettibili di introdurre il potenziale di terra).

3.11.4 Dimensionamento

L'impianto di terra è stato dimensionato sulla base dei seguenti input (si considera il trasformatore di potenza più alta):

- corrente di cortocircuito fase-terra al secondario del trasformatore: 8,25 kA;
- corrente di cortocircuito fase-terra al primario del trasformatore: 4,58 kA.

Assumendo che, sulla base della taratura delle protezioni MT, con tali valori di corrente interviene la protezione di massima corrente (prima soglia ritardata di 0,4 s), la sezione minima del conduttore di terra (messa a terra del neutro e del trasformatore, pari a 50 mm²) sarà data dalla relazione:

- $S = I_k \times \text{radq}(t) / K = 35,7 \text{ mm}^2$ (con $K = 146$, conduttori rivestiti in gomma EPR)

Per quanto riguarda i conduttori di protezione, considerando, a favore di sicurezza, che nel quadro aux BT sia presente la stessa corrente di cortocircuito ai morsetti del trasformatore, la sezione minima del conduttore di protezione (scelta pari a 95 mm²) del quadro è data da:

- $S = I_k \times \text{radq}(t) / K = 88,4 \text{ mm}^2$, con t pari a 0,05 s (essendo l'intervento dell'interruttore generale senza ritardo intenzionale).

Per il caso del dimensionamento del collettore di terra del trasformatore MT/bt dei servizi ausiliari, assumendo che, sulla base della taratura delle protezioni MT, con tali valori di corrente interviene la protezione di massima corrente (prima soglia ritardata di 0,4 s), la sezione minima del conduttore di terra (messa a terra del neutro e del trasformatore, scelta pari a 16 mm^2) sarà data dalla relazione:

- $S = I_k \times \text{radq}(t) / K = 7,8 \text{ mm}^2$ (con $K = 146$, conduttori rivestiti in gomma EPR)

3.12 Sistema delle protezioni dalle sovratensioni

Al fine di proteggere l'impianto e le apparecchiature elettriche ed elettroniche ad esso collegate contro le sovratensioni di origine atmosferica (fulminazione indiretta) [pur essendo l'impianto autoprotetto] e le sovratensioni transitorie di manovra, è prevista l'installazione di appositi scaricatori di sovratensione ('SPD'). Il criterio di scelta degli SPD è basato su una protezione a più livelli che comprende una protezione primaria, una protezione di secondo livello tale da limitare la tensione residua a 2,5 kV / 1,5 kV ed una protezione fine (diretta) per gli apparati che tollerano tensioni massime inferiori a 1,5 kV.

In dettaglio si avrà:

- protezione linee MT mediante celle dotate di scaricatore sulle linee entranti;
- protezione dei circuiti di potenza BT (ingresso linea dei quadri generali) mediante limitatori ad alta energia di scarica (Corrente nominale 100 kA con fronte d'onda 10/350 μs);
- protezione dei circuiti di potenza quadri di secondo livello mediante limitatori che avranno il compito di limitare le sovratensioni a 2,5 kV / 1,5 kV (corrente nominale 20 kA con forma d'onda 8/20 μs);
- SPD in corrispondenza delle Combiner Box;
- SPD per la specifica protezione di: apparati linee dati, apparati sensibili, linee dati, linee di segnale.

4 Valutazione preliminare impatto elettromagnetico

4.1 Premessa

Si premette che il progetto, nella localizzazione dell'impianto, ha tenuto conto degli aspetti territoriali ed ambientali esistenti, discostandosi da aree sottoposte a vincoli ambientali, archeologici, paesaggistici, etc.

L'impianto pertanto verrà realizzato in un'area a vocazione esclusivamente rurale e sarà realizzato secondo la planimetria allegata.

In prossimità dell'impianto infatti non esistono aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.

L'impatto elettromagnetico dell'impianto fotovoltaico e delle infrastrutture collegate, è associato ai campi magnetici emessi dalle cabine, e dagli elettrodotti interrati che collegano l'impianto alla rete elettrica MT esistente.

E' possibile anticipare fin d'ora che l'uso di linee elettriche con cavo cordato a elica mitiga notevolmente le problematiche relative alle emissioni di campi magnetici. Ciò è dovuto alla compensazione delle componenti vettoriali associate alle tre fasi della linea, per effetto della reciproca vicinanza dei cavi (che essendo isolati, possono essere accostati l'uno all'altro).

L'analisi di impatto elettromagnetico è stata effettuata utilizzando modelli di simulazione analitici che permettono una stima accurata dei valori di campo magnetico presenti nel caso reale.

Le valutazioni sono state effettuate utilizzando un principio cautelativo, ovvero assumendo le ipotesi peggiorative dal punto di vista delle emissioni da parte degli elettrodotti e cavidotti.

Nel documento sono illustrate le soluzioni da adottare per garantire il soddisfacimento dell'obiettivo di qualità per il valore di induzione magnetica lungo tutto il percorso delle linee elettriche.

Per minimizzare l'emissione da parte delle linee interrate e aeree, le tre fasi potranno essere disposte a 'trifoglio' ed avvolte ad elica. Tale configurazione permette di ridurre il valore del campo magnetico emesso rispetto alla configurazione a linee parallele. Tuttavia, non avendo a disposizione dati certi relativamente al passo dell'elica (parametro geometrico fondamentale per il calcolo del campo magnetico), si è preferito effettuare le valutazioni numeriche assumendo l'ipotesi di linee parallele. Questa ipotesi è chiaramente peggiorativa rispetto alla condizione reale e quindi cautelativi ai fini della sicurezza delle persone.

Per quanto riguarda il campo elettrico, la normativa definisce un limite di esposizione di 5 kV/m, ma non fa menzione di valori di attenzione o obiettivi di qualità per linee di media tensione. Ciò è dovuto al fatto che il campo elettrico (che è proporzionale alla tensione di esercizio) emesso da linee a media tensione (MT) è notevolmente inferiore a quello delle linee ad alta tensione (AT).

Inoltre, le linee a media tensione prevedono la schermatura dei conduttori, soluzione tecnica che introduce un'ulteriore riduzione del campo elettrico emesso, oltre alla parziale mitigazione del campo magnetico per correnti indotte sullo schermo stesso.

Di conseguenza, il campo elettrico non è stato preso in considerazione, mentre per il campo magnetico si ha un ulteriore elemento favorevole alla sicurezza.

4.2 Normativa di riferimento

Le normative di riferimento applicate sono le seguenti:

- Legge 36/01
- D.P.C.M. 08/07/03
- D.M. 29/07/08

Per l'impianto in esame si applicano le prescrizioni di cui all'art. 4 del D.P.C.M. 08/04/03 che fissa per il valore dell'induzione magnetica l'obiettivo di qualità di 3 μ T in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenza non inferiori a quattro ore giornaliere.

Per quanto concerne il campo elettrico il valore è fissato in 5 kV/m dall'art. 3 del D.P.C.M. 08/07/03.

4.3 Analisi computazionale

I calcoli che seguono servono a determinare l'induzione magnetica massima, la distanza di prima approssimazione (Dpa) e la fascia di rispetto, per i cavi e le cabine, utilizzando le formule previste nel D.M. 29/05/08 e nella guida CEI 106-11.

Si elencano qui di seguito i calcoli effettuati, considerando che per la DPA si è utilizzata la formula riportata nel D.M. 29.05.08, mentre per il calcolo di B, R' e R0 le formule previste nella guida CEI:

1. $DPA = \sqrt{I} * 0,40942 * x^{0,5241}$ con x diametro esterno dei cavi, I la corrente transitante e DPA la distanza di prima approssimazione, che si determina soltanto con la portata dei cavi (valore massimo di I).
2. $B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2 + B_z^2}$
3. $B = 0,1 * \sqrt{6} * \frac{S * I}{R^2} [\mu T]$
4. $R' = 0,286 * \sqrt{S * I} [m]$
5. $R_0 = \sqrt{0,082 * S * I - d^2} [m]$

Secondo le leggi fisiche dell'elettromagnetismo, l'induzione magnetica B, il campo magnetico H e la corrente I, sono collegate tra loro dalle seguenti espressioni:

$$B = \mu * H ; I = H * \frac{L}{N}$$

Essendo

- B = induzione magnetica [Tesla];
- μ = permeabilità magnetica [Henry/spire²·m];
- H = campo magnetico [Amperespire/m];
- I = Corrente [A];
- L = lunghezza della spira [m];
- N = numero di conduttori.

Essendo inoltre in presenza di materiali diamagnetici o paramagnetici, si può ipotizzare che la permeabilità magnetica $\mu \cong \mu_0$ (permeabilità del vuoto) e pertanto la si può ritenere nota e costante.

In questa ipotesi le superiori equazioni permettono di scrivere che: $I = kB$ dove k è una costante e pertanto si può ipotizzare lineare la curva di $B = f(I)$

In funzione delle misure di induzione magnetica effettuate sul campo e delle correnti misurate o ipotizzate, si possono calcolare, in prima approssimazione, i valori sul campo dell'induzione: in funzione della massima corrente prevista nei cavi.

Ulteriori informazioni sono riportate nella relazione apposita e nella tavola che mostra la DPA dei componenti di impianto su ortofoto.

5 APPENDICE

Si riportano nelle pagine seguenti i calcoli elettrici eseguiti per il dimensionamento dei cavi solari, dei cavi in DC di connessione tra combiner box e inverter e dei cavi in AC di media e alta tensione. Ove presenti, sono anche dimensionati e verificati i dispositivi di protezione dei cavi stessi.

ΔV_{max}	11,57
$\Delta V\%_{max}$	1,90

ΔP_{max}	400,16
$\Delta P\%_{max}$	3,81

Progressivo	Da	A	Distanza CAD	Ritorno	Extra dist.	Sezione	Ib	Resistenza	Posa	Tubo	Profondità	Circuiti	Temperatura	In	In'	ΔV	$\Delta V\%$	Nmoduli	ΔP	$\Delta P\%$	Protezione	I_z	$I_b \leq I_z \leq I_n'$
N°	Partenza	Destinazione	[m]	[m]	[m]	[mm ²]	[A]	[Ω/km]	Aria/Terreno	SI/NO	[m]	N°	°C	[A]	[A]	[V]			[W]		CB/F/NP		
1	STR.1.1.1	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
2	STR.1.1.2	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
3	STR.1.1.3	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
4	STR.1.1.4	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
5	STR.1.1.5	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
6	STR.1.1.6	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
7	STR.1.1.7	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
8	STR.1.1.8	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
9	STR.1.1.9	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
10	STR.1.1.10	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
11	STR.1.1.11	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
12	STR.1.1.12	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
13	STR.1.1.13	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
14	STR.1.1.14	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO
15	STR.1.1.15	Combiner Box 1.1	85		10	6	17,29	3,52	INTERRATO	SI	0,6	6	30	70	39,58	11,57	1,90	15	400,16	3,81	FUSIBILE (F)	20	VERO

Progressivo	Da	A	Distanza CAD	Extra dist.	Sezione	N° Stringhe	Ib	Resistenza	Conduttore	Guaina	Posa	Tubo	Profondità	Circuiti	Dist. tra i circuiti	In	In'	ΔV	ΔV%	Nmoduli	ΔP	ΔP%
N°	Partenza	Destinazione	[m]	[m]	[mm ²]		[A]	[Ω/km]	RAME/ALLUMINIO	G2/PVC/EPR-XLPE	Aria/Terreno	SI/NO	[m]	N°	[m]	[A]	[A]	[V]		N°	[W]	
1	Combiner Box 1	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
2	Combiner Box 2	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
3	Combiner Box 3	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
4	Combiner Box 4	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
5	Combiner Box 5	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
6	Combiner Box 6	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
7	Combiner Box 7	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
8	Combiner Box 8	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
9	Combiner Box 9	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
10	Combiner Box 10	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
11	Combiner Box 11	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
12	Combiner Box 12	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70
13	Combiner Box 13	MVPS 4	100		240	15	259,35	0,16	ALLUMINIO	EPR-XLPE	INTERRATO	NO	0,8	4	contatto	382	268,58	8,51	0,70	30	2207,55	0,70

Progressivo	Da	A	Potenza	Tensione	cosφ	Distanza CAD	Extra dist.	Conduttore	Fruste	Sezione	Ib	Resistenza	Reattanza	Posa	Piano/Trifoglio	Profondità	Circuiti	Temperatura	In	In'	ΔV	ΔV%	ΔP	ΔP%
N°	Partenza	Destinazione	[kW]	[V]		[m]	[m]	Rame/Alluminio	per fase	[mm ²]	[A]	[Ω/km]	[Ω/km]	Aria/Terreno	P/T	[m]		°C	[A]	[A]	[V]		[W]	
1	Power Station 1	Power Station 2	4000	20000	1,000	270	10	ALLUMINIO	1	95	115,47	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,17	0,00%	4021,92	0,10%
2	Power Station 2	Power Station 3	8000	20000	1,000	240	10	ALLUMINIO	1	185	230,94	0,20	0,07	TERRENO	T	1	2	30	334,3	258,95	0,09	0,00%	8124,00	0,10%
3	Power Station 3	Power Station 4	12000	20000	1,000	190	10	ALLUMINIO	2	150	346,41	0,12	0,04	TERRENO	T	1	2	30	588,9	402,54	0,04	0,00%	8823,60	0,07%
4	Power Station 4	Cabina di sottocampo A	16000	20000	1,000	70	10	ALLUMINIO	3	150	461,88	0,08	0,02	TERRENO	T	1	2	30	883,3	563,55	0,01	0,00%	4183,04	0,03%
5	Power Station 6	Power Station 5	2660	20000	1,000	95	10	ALLUMINIO	1	95	76,79	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,07	0,00%	666,97	0,03%
6	Power Station 5	Cabina di sottocampo A	6660	20000	1,000	40	10	ALLUMINIO	1	185	192,26	0,20	0,07	TERRENO	T	1	2	30	334,3	258,95	0,02	0,00%	1126,08	0,02%
7	Cabina di sottocampo A	Cab di raccolta e trasf. "A"	22660	20000	1,000	15	10	ALLUMINIO	4	150	654,14	0,06	0,02	TERRENO	T	1	2	30	1177,8	697,73	0,00	0,00%	1966,45	0,01%
8	Power Station 7	Cabina di sottocampo B	1600	20000	1,000	190	10	ALLUMINIO	1	95	46,19	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,12	0,00%	459,65	0,03%
9	Cabina di sottocampo B	Cabina di raccolta	1600	20000	1,000	1180	10	ALLUMINIO	1	95	46,19	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,74	0,00%	2734,91	0,17%
10	Cabina di raccolta	Cab di raccolta e trasf. "B"	16784	20000	1,000	20	10	ALLUMINIO	3	150	484,51	0,08	0,02	TERRENO	T	1	2	30	883,3	563,55	0,00	0,00%	1726,13	0,01%
11	Cabina di raccolta	Cab di raccolta e trasf. "A"	16784	20000	1,000	830	10	ALLUMINIO	3	150	484,51	0,08	0,02	TERRENO	T	1	2	30	883,3	563,55	0,12	0,00%	48331,72	0,29%
12	Power Station 8	Power Station 9	4000	20000	1,000	675	10	ALLUMINIO	1	95	115,47	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,43	0,00%	9839,34	0,25%
13	Power Station 9	Cabina di sottocampo C	8000	20000	1,000	555	10	ALLUMINIO	1	185	230,94	0,20	0,07	TERRENO	T	1	2	30	334,3	258,95	0,20	0,00%	18360,24	0,23%
14	Power Station 11	Power Station 10	2205	20000	1,000	385	10	ALLUMINIO	1	95	63,65	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,25	0,00%	1724,13	0,08%
15	Power Station 10	Cabina di sottocampo C	6184	20000	1,000	115	10	ALLUMINIO	1	150	178,52	0,25	0,07	TERRENO	T	1	2	30	294,4	228,10	0,05	0,00%	2929,09	0,05%
16	Cabina di sottocampo C	Cabina di raccolta	14184	20000	1,000	935	10	ALLUMINIO	2	185	409,46	0,10	0,04	TERRENO	T	1	2	30	668,5	456,97	0,17	0,00%	48266,88	0,34%
17	Power Station 12	Cabina di sottocampo D	1000	20000	1,000	60	10	ALLUMINIO	1	95	28,87	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,04	0,00%	62,84	0,01%
18	Cabina di sottocampo D	Cabina di raccolta	1000	20000	1,000	25	10	ALLUMINIO	1	95	28,87	0,36	0,08	TERRENO	T	1	2	30	228,7	177,17	0,02	0,00%	31,42	0,00%
19	PV Station Accumulo 1	Cabina sist. Accumulo	3450	20000	1,000	55	10	ALLUMINIO	1	95	99,59	0,36	0,08	TERRENO	T	1	6	30	228,7	125,06	0,04	0,00%	694,56	0,02%
20	PV Station Accumulo 2	Cabina sist. Accumulo	3450	20000	1,000	46	10	ALLUMINIO	1	95	99,59	0,36	0,08	TERRENO	T	1	6	30	228,7	125,06	0,03	0,00%	598,39	0,02%
21	PV Station Accumulo 3	Cabina sist. Accumulo	3450	20000	1,000	37	10	ALLUMINIO	1	95	99,59	0,36	0,08	TERRENO	T	1	6	30	228,7	125,06	0,03	0,00%	502,22	0,01%
22	PV Station Accumulo 4	Cabina sist. Accumulo	3450	20000	1,000	28	10	ALLUMINIO	1	95	99,59	0,36	0,08	TERRENO	T	1	6	30	228,7	125,06	0,02	0,00%	406,05	0,01%
23	PV Station Accumulo 5	Cabina sist. Accumulo	3450	20000	1,000	20	10	ALLUMINIO	1	95	99,59	0,36	0,08	TERRENO	T	1	6	30	228,7	125,06	0,02	0,00%	320,56	0,01%
24	PV Station Accumulo 6	Cabina sist. Accumulo	3450	20000	1,000	11	10	ALLUMINIO	1	95	99,59	0,36	0,08	TERRENO	T	1	6	30	228,7	125,06	0,01	0,00%	224,39	0,01%
25	Cabina sistema di accumulo	Cab trasf. Sist. Accumulo	20700	20000	1,000	5	10	ALLUMINIO	3	150	597,56	0,08	0,02	TERRENO	T	1	1	30	883,3	603,80	0,00	0,00%	1312,79	0,01%
26	Cabina trasformazione sist. Accumulo	Cab di raccolta e trasf "A"	20700	36000	1,000	92	10	RAME	1	185	331,98	0,11	0,09	TERRENO	T	1	1	30	436,1	397,47	0,02	0,00%	3728,07	0,02%
27	Cabina di raccolta e trasf. "A"	Cab di raccolta e trasf. "B"	22660	36000	1,000	830	10	RAME	2	95	363,41	0,05	0,05	TERRENO	T	1	2	30	607,4	415,19	0,08	0,00%	17874,92	0,08%
28	Cabina di raccolta e trasformazione	Cabina di sezionamento AT	39444	36000	1,000	4400	10	RAME	2	185	632,58	0,03	0,05	TERRENO	T	1,2	1	30	872,2	661,91	0,21	0,00%	146313,38	0,37%
29	Cabina di sezionamento AT	Stazione Elettrica RTN	39444	36000	1,000	200	10	RAME	2	185	632,58	0,03	0,05	TERRENO	T	1,2	1	30	872,2	661,91	0,01	0,00%	6967,30	0,02%