



PROGETTO

IMPIANTO FOTOVOLTAICO BRINDISI AREE ESTERNE (BR)

Fotovoltaico - Brindisi (BR)
PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

CD-FE	00	19/10/2022	Emissione per Commenti	V.Sammartino	D. Pomponio	Project Team	A. Luce
Stato di Validità	Numero Revisione	Data	Descrizione	BFP Preparato	BFP Verificato	Eni Plenitude S.p.A. Verificato	Eni Plenitude S.p.A. Approvato
Indice Revisione							
Logo Committente e Denominazione Commerciale  Eni New Energy S.p.A.				Nome progetto PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO BRINDISI AREE ESTERNE		ID Documento Committente BRINFV00BGRU0006 Commessa N.	
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale 						ID Documento Appaltatore --	
Nome d'Impianto e Oggetto BRINDISI (BR) Fotovoltaico – Brindisi Aree Esterne						Scala n.a.	Numero di Pagine 1 / 33
Titolo Documento RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA						Supera N. Superato da N.	
						Area Impianto n.a.	Unità n.a.

Software: Microsoft Word

File Name: RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 2 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE.....	3
2. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	4
3. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE	5
4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	5
5. SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO.....	11
6. CABINA DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE (POWER STATION – PCU).....	13
7. ELEMENTI COSTITUENTI L'IMPIANTO DI ACCUMULO.....	14
8. RETE AD ALTA TENSIONE DI RACCOLTA	18
9. CABINA DI RACCOLTA UTENTE (MTR)	23
10. ANALISI DEL FENOMENO DI ABBAGLIAMENTO	26
11. ESECUZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	28
12. PRODUZIONE DI RIFIUTI E SMALTIMENTO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO.....	28
13. SISTEMA DI GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	29
14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	30
15. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	32

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 3 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

1. INTRODUZIONE

La presente relazione tecnico-descrittiva è relativa al progetto di realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza di circa 24,55 MWp, e delle relative opere connesse, in agro del Comune di Brindisi (BR).

L'impianto ha una potenza di circa 24,55 MWp e una potenza, ai fini della connessione, pari a 23,76 MW. L'impianto sarà dotato, inoltre, di un sistema di accumulo pari a 1,49 MW di potenza utile ed autonomia 8,94 MWh. La potenza complessiva ai fini della connessione sarà, quindi, pari a 25,25 MW, pari alla somma della potenza AC dell'impianto fotovoltaico (23,76 MW) e la potenza AC del sistema di accumulo BESS (1,49 MW).

La superficie totale dell'impianto è di circa 29 ha, suddivisa in tre aree recintate e distinte, di estensione pari a 13.7 ha per l'area 1, 11.5 ha per l'area 2 e 3.8 ha per l'area 3.

Dal punto di vista legislativo, la produzione e la vendita di energia fotovoltaica sono regolati da criteri di incentivazione in conto energia definiti dal Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007 e smi, emesso dai Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente in attuazione del Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003; quest'ultimo emanato in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

In particolare per l'impianto in progetto, la vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà regolata da criteri di "market parity", ossia avrà gli stessi costi, se non più bassi, dell'energia prodotta dalle fonti tradizionali (petrolio, gas, carbone).

Ai sensi dell'art. 12 comma 1 del D.Lgs. n. 387/2003 l'opera in progetto è considerata di pubblica utilità ed indifferibile ed urgente. Ai sensi del comma 3 del medesimo articolo, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili è soggetta ad autorizzazione unica rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati.

Inquadramento dell'impianto fotovoltaico

Il sito oggetto di indagine, risulta essere costituito da un area prevalentemente pianeggiante con dislivelli e pendenze quasi inesistenti, coltivata a foraggio.

Il centro del sito ha le seguenti coordinate UTM: 4500504 N – 754068 E.

Nell'area, la presenza di elementi antropici è limitata ad un attraversamento di una linea di alta tensione interrata, una serie di piezometri, alcuni piccoli manufatti e strade interpoderali in terra o in stabilizzato di cava.

Per i dettagli, si rinvia agli allegati elaborati grafici ed al report fotografico.

L'impianto si collegherà in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV di Brindisi (STMG prot. P20220055864 del 27.06.2022)

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 4 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

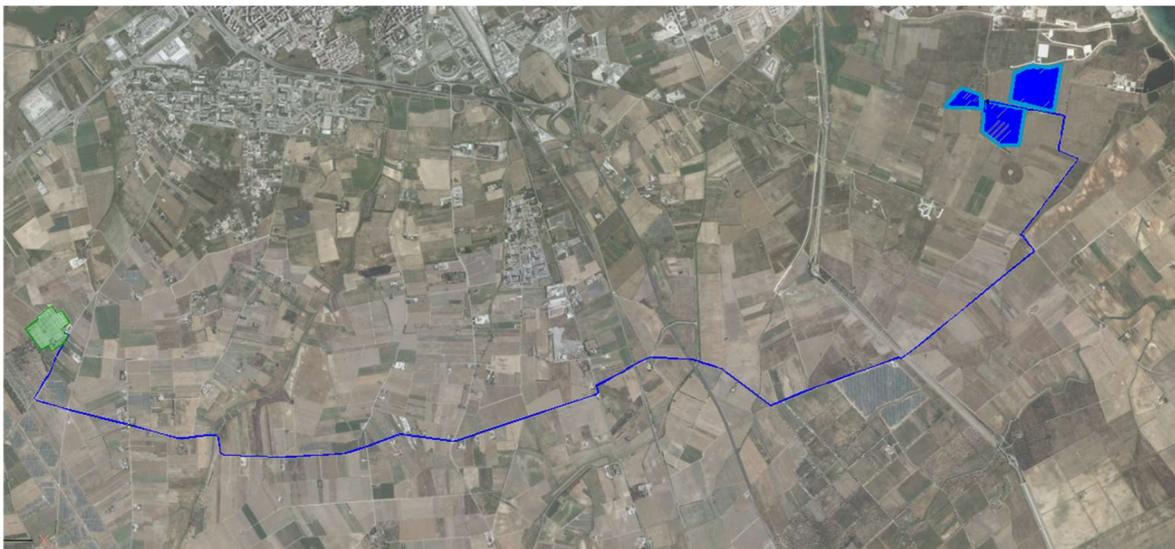


Figura 1: Inquadramento su ortofoto del cavidotto di collegamento



Figura 2: Inquadramento su ortofoto del sito di interesse

2. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Nella redazione del presente progetto sono state e dovranno essere osservate anche in fase di esecuzione dei lavori di installazione, le disposizioni di legge vigenti in materia e le norme tecniche del CEI. In particolare, si richiamano le seguenti Norme e disposizioni di legge:

- Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. - Parte 1: Prescrizioni comuni".
- Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a".
- Norma CEI 11-17, "Linee in cavo".
- Norma IEC 62271-200, "A.C. metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV".

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 5 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

- Norma CEI EN 60076, "Trasformatori di potenza".
- Codice di rete Terna e suoi allegati.
- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale (in particolare CEI 64-8, CEI 99-3, CEI 81-10);
- norma CEI 0-16;
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici (in particolare CEI EN 60904, 61215)
- conformità al marchio CE per tutti gli apparati di bassa tensione;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici e per le opere civili.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- il D. Lgs 81/2008 "Testo Unico della sicurezza" e s.m.i.
- il D.M. 37/2008 e s.m.i per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

- norma CEI 99-3 per le sezioni MT ed AT e per il collegamento alla rete pubblica, la CEI EN 61727 e le disposizioni del documento Terna "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" per il collegamento alla rete ad alta tensione di Terna S.p.A.;
- norme CEI EN 61724 per la misura e acquisizione dati;
- norme CEI 82-1; CEI 82-25 per i sistemi fotovoltaici;

Dovranno essere inoltre rispettate tutte le leggi in materia fiscale ed in materia di edilizia e realizzazione di strutture.

3. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROGETTUALE

L'area d'intervento si colloca ad un'altitudine di circa 5 m s.l.m. nella parte SUD EST della pianura Brindisina, il fondo oggetto dell'intervento è situato in ambiente extraurbano ascrivibile alla categoria dei fondi agricoli.

I terreni prevalentemente pianeggianti individuati per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono facilmente accessibile attraverso la Strada Comunale 69.

L'impianto sarà di tipo ad inseguimento monoassiale, ovvero con pannelli fotovoltaici posizionati su tracker infissi nel terreno.

4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Configurazione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da n.6 sottocampi ed altrettante cabine di conversione e trasformazione per una potenza complessiva di circa 24,55 MWp e una potenza ai fini della connessione pari a 23,76 MW. L'ottimizzazione del numero di moduli e quindi delle stringhe installabili ha previsto l'installazione di inverter centralizzati di potenza massima in c.a. pari a 4400 kVA settati in modo che la potenza AC in uscita non superi il valore autorizzato. La tipologia di struttura utilizzata sarà costituita da una stringa di 28 moduli.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 6 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Sarà prevista una cabina di raccolta denominata MTR (Main Technical Room) in cui verrà concentrata la potenza generata dai 6 sottocampi che verrà convogliata verso il punto di connessione.

Nelle cabine di conversione e trasformazione interne al campo avverrà l'innalzamento della tensione da 0,66 kV a 36 kV come previsto dalla STMG per il collegamento alla rete.

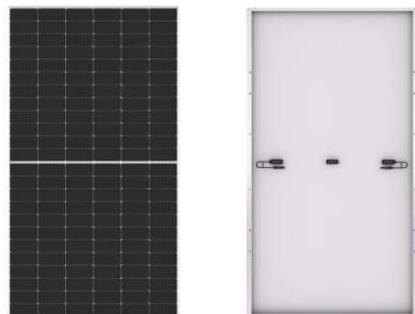
Oltre al campo fotovoltaico, sarà presente anche un sistema di accumulo (BESS) come descritto più avanti al capitolo 7.

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che saranno installati avranno una potenza nominale di 550 W con caratteristiche simili a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:

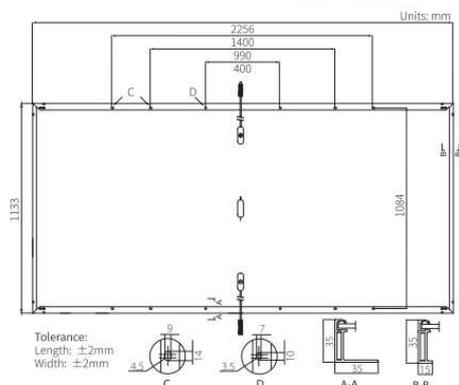
21.7% MAX MODULE EFFICIENCY	0~3% POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	-----------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
	LR5-72HIH-535M	LR5-72HIH-540M	LR5-72HIH-545M	LR5-72HIH-550M	LR5-72HIH-555M	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97
Short Circuit Current (Isc/A)	13.78	11.14	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.50	38.55	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.90	10.38	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

Figura 3 - Scheda tecnica modulo fotovoltaico

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 8 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Gruppi di conversione CC/CA (inverter centralizzati in POWER SKID)

Gli inverter utilizzati saranno inverter centralizzati del tipo SUNNY CENTRAL UP dell'azienda costruttrice SMA Solar Technology o similari di potenza massima in uscita pari a 4.400 kVA, con tensione nominale in uscita di 660 V, di cui è riportata di seguito la scheda tecnica. Saranno utilizzati n. 6 inverter posizionati all'interno di altrettante Power Station (MV Power Station 4400-S2).

A tal proposito, si fa presente che l'inverter verrà scelto in funzione delle tecnologie disponibili sul mercato europeo al momento della costruzione, e quindi, poiché la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.

Dall'analisi effettuata risultano richieste le seguenti caratteristiche principali:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati (interfaccia seriale RS485).

L'inverter sarà certificato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.



Figura 4 – Layout Power Station 4400-S2

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 9 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ^[3] / 3960 kVA	4600 kVA ^[4] / 4140 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ^[3] / 3168 kW	3680 kW ^[4] / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{[1] 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP

Figura 5 - Scheda tecnica inverter SMA Sunny Central 4400 UP

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 10 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Scelta del tipo di cavi BT

Per il collegamento tra i moduli fotovoltaici e tra i moduli e gli string box saranno utilizzati cavi del tipo **H1ZZZ2-K** o similare¹, costituito da conduttore in rame stagnato, formazione flessibile, classe 5, isolati in mescola speciale reticolata HT-PVI (LS0H), guaina in mescola speciale reticolata HT-PVG (LS0H), conforme alle norme CEI EN 50618, CEI EN 60332-1-2, CEI EN 50525-1, CEI EN 61034-2, CEI EN 50289-4-17 (A), CEI EN 50396, CEI EN 60216-1/2, CEI EN 50575:2014+A1:2016; conforme ai requisiti previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), classe di reazione al fuoco "Eca", tensione di esercizio 1,0/1,0 kV in c.a. e 1,5/1,5 kV in c.c., tensione massima di esercizio 1,8 kV in c.c..

Per il collegamento tra gli string box gli inverter centralizzati presenti all'interno delle cabine di conversione e trasformazione, dovranno essere impiegati cavi del tipo **ARG16R16** o similare¹ di sezione pari a 185, 240 e 300 mm².

Il suddetto cavo è costituito da conduttore in alluminio, corda rigida compatta, classe 2, isolati in Gomma di qualità G16, che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche, riempitivo termoplastico penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari), guaina in PVC speciale di qualità R16, conforme alle norme CEI 20-13, IEC 60502-1, CEI UNEL 35318, EN 50575:2014+A1:2016, conforme ai requisiti previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), classe di reazione al fuoco "Cca-s3,d1,a3", tensione di esercizio 0,6/1 kV in c.a. e 1,5 kV in c.c., tensione massima di esercizio 1,2 kV in c.a. e 1,8 kV in c.c..

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

- le correnti di impiego determinate dalla potenza nominale che i moduli FV riescono a produrre e gli inverter a convertire;
- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21);
- il contenimento delle perdite di linea.

I coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a 2,0°K m/W (in fase di progettazione esecutiva si procederà ad effettuare delle misure di resistività termica del terreno);
- temperatura terreno pari a 20° C (CEI 20-21 A.3);
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

La scelta della sezione dei cavi è stata effettuata considerando le seguenti equazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

I_b = Corrente d'impiego del circuito in condizioni ordinarie

¹ Per quanto riguarda i cavi non "CPR", se immessi sul mercato dopo il 01/07/2017, dovranno essere sostituiti con cavi "CPR" corrispondenti, qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto (**D.lgs n 106 del 16/06/2017**)

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 11 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

I_n = Corrente nominale del dispositivo di protezione

I_z = Portata della conduttura

I_f = Corrente convenzionale d'intervento del dispositivo di protezione

Temperatura di posa

Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati, non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.

Segnalazione della presenza dei cavi

Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione un nastro di segnalazione in polietilene.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotto interrato posizionando l'opportuna segnaletica.

Impianti di sicurezza

L'area dell'impianto fotovoltaico sarà dotata di impianto di videosorveglianza, con funzione di video analisi e trasmissione allarme con immagini, in modo da integrare le due funzioni di videosorveglianza e antintrusione in un unico sistema. Il sistema sarà costituito principalmente da:

- PC industriale dotato di software di elaborazione immagini e riconoscimento video, in grado di individuare intrusioni e solo in questo caso di inviare le immagini catturate ai supervisori autorizzati;
- modulo elaborazione video e videoregistrazione con capacità di stoccaggio immagini per almeno 24h;
- modulo comunicazione;
- modulo switch;
- software per accesso video da remoto;
- video camere diurne/notturne;
- infrarossi accoppiati alle videocamere;
- cablaggi in cavo UTP e alimentazione elettrica (FG16OR16);
- armadio rack 19" dotato di UPS, ventilazione.

Tutti i componenti dovranno essere conformi alle Norme CEI EN 50131. Il sistema sarà progettato conformemente alla Norma CEI 79-3, in modo da raggiungere un grado di sicurezza almeno di livello 3.

Gli impianti di videosorveglianza ed antintrusione saranno installati lungo il perimetro dell'area della centrale fotovoltaica, garantendo la copertura totale, per quanto possibile dalla conformazione dell'impianto, dei confini delimitati dalla recinzione.

I dispositivi di videosorveglianza saranno scelti in fase esecutiva in funzione della tecnologia disponibile (telecamere fisse, dome, apparecchiatura di videoregistrazione, ecc.).

I dispositivi di antintrusione saranno scelti in fase esecutiva in funzione della tecnologia disponibile (contatti reed, barriere a infrarossi, sensori a microonde, ecc.).

Gli impianti suddetti verranno alimentati dallo scomparto dedicato ai servizi ausiliari presente nelle cabine utente.

5. SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO

Protezione da corto circuito sul lato c.c. dell'impianto

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 12 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiore, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nominale e questo conferisce una certa sicurezza intrinseca alle stringhe stesse.

Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V. c.c., valore certamente superato dalle stringhe, può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico, lato corrente continua, è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore AT/BT.

In tal modo affinché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico (media dei fulmini che cadono in una data zona) della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi saranno muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogha limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter.

Eventi di corto circuito sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata.

L'interruttore AT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

Impianto di messa a terra

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 13 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da dispersori a picchetto in acciaio zincato del tipo per posa nel terreno e da una corda di rame nudo di sezione pari a 35 mm², interrati ad una profondità di almeno 0,8 m. A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione. L'impianto di terra dovrà essere conforme alle prescrizioni della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete AT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte delle protezioni Terna.

6. CABINA DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE (POWER STATION – PCU)

Generalità

Le cabine saranno prefabbricate, assemblate con inverter centralizzati, trasformatori AT/BT (36/0,66 kV) e quadri di alta tensione, posate su un magrone di sottofondazione in cemento. Le cabine saranno internamente suddivise nei seguenti tre vani:

- il vano raccolta BT, in cui è alloggiato l'inverter centralizzato;
- il vano trasformazione, in cui è alloggiato il trasformatore AT/BT;
- il vano quadri di alta tensione, in cui sono alloggiati i quadri elettrici di alta tensione.

All'interno di tali cabine, avverrà la conversione da corrente continua a corrente alternata e l'elevazione di quest'ultima alla tensione di 36.000 V, così da poter convogliare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico verso la cabina di raccolta (MTR) per poi essere ceduta a Terna. Per ulteriori dettagli tecnici si faccia riferimento agli elaborati grafici allegati. Tutte le parti attive del generatore fotovoltaico saranno isolate da terra, mentre le masse metalliche saranno collegate all'impianto di terra di protezione; a protezione dei contatti indiretti, in ottemperanza alla norma CEI 64-8/4, l'impianto disporrà di un dispositivo di controllo dell'isolamento che indicherà il verificarsi del primo guasto a terra, interrompendo il circuito e quindi il servizio. La protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento delle parti attive o con l'utilizzo di involucri e barriere; in ogni caso il contatto verrà impedito in modo totale. L'impianto sarà realizzato con grado di protezione complessivo IP54. La protezione contro i contatti indiretti nella sezione bassa tensione, in corrente alternata alla frequenza di rete, si attuerà mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione, soddisfacendo la prescrizione:

$$R_t \times I_d \leq 50 \text{ V}$$

Ove:

R_t è la resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse

I_d è la corrente di 1° guasto

50 V è il valore di tensione verso massa.

Impianti elettrici cabina di conversione e trasformazione

L'impianto elettrico, sarà realizzato con cavi unipolari di tipo antifiama, con tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo e deve consentire la connessione di tutti gli apparati necessari per il funzionamento della cabina. In particolare:

- n.1 quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- lampade di illuminazione;
- l'alimentazione di ognuna delle lampade di illuminazione è realizzata con cavi unipolari o multipolari di sezione idonea;
- prese a spina alimentate due cavi unipolari o multipolari di sezione idonea.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 14 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Tutti i componenti dell'impianto saranno contrassegnati con un marchio attestante la conformità alle norme e l'intero impianto elettrico sarà corredato da dichiarazione di conformità come da DM 22 gennaio 2008, n.37.

Impianto di terra cabina di conversione e trasformazione

Particolare cura è stata posta nel progettare la maglia di terra afferente alla cabina di trasformazione, rispettando rigorosamente la normativa, in particolare la norma CEI 99-3 e CEI 99-5 che dettano le prescrizioni da seguire per realizzare un impianto di terra a regola d'arte, in modo da attenersi a quanto segue:

- Avere sufficiente resistenza meccanica ed alla corrosione;
- Essere in grado di sopportare da un punto di vista termico le correnti di guasto prevedibili;
- Evitare danni ai componenti elettrici;
- Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni presenti sull'impianto di terra per effetto delle elevate correnti di guasto a terra.

L'impianto di dispersione per la messa a terra sarà realizzato mediante anello di rame nudo avente sezione pari a 50 mm², interrato alla profondità di almeno 80 cm dal piano di calpestio, integrato da n. 4 picchetti in acciaio di sezione minima 50 mm² a lunghezza 1,5 m, installati uno per ogni angolo in opportuni pozzetti prefabbricati.

Le giunzioni tra i conduttori costituenti la maglia di dispersione e tra questi ultimi e i conduttori di terra saranno realizzate mediante morsetti a compressione in rame.

Il collegamento del conduttore di terra alle strutture metalliche sarà realizzato mediante capicorda a compressione diritti, in rame stagnato con bullone in acciaio zincato.

L'efficienza di tale impianto verrà verificata attraverso apposita misura della resistenza di terra ed eventualmente delle tensioni di passo e di contatto.

Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con connettori in acciaio inox.

L'impianto di dispersione, attraverso conduttori di terra, fa capo a collettori posti all'interno dei locali, attraverso i quali si effettua il collegamento a terra tutte le masse presenti nel locale, nonché tutti gli schermi dei cavi entrati ed uscenti.

Tutti gli inserti metallici previsti saranno connessi elettricamente all'armatura del manufatto.

7. ELEMENTI COSTITUENTI L'IMPIANTO DI ACCUMULO

Sistema Di Accumulo

Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come apparecchiature minime:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);
- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

Il sistema di accumulo dell'energia elettrica prodotta previsto (Battery Energy Storage System) è costituito da n°4 container da 40 pollici in cui saranno installati un totale di n.25 battery pack, modello Powin Stack 360E, e da uno skid inverter/power station per la conversione e

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 15 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

trasformazione modello SMA SCS UP 3450/ SMA MV PS 4000 . La potenza nominale installata sarà pari a 1,49 MW con una capacità nominale pari a 8,94 MWh (6h).

Le unità di conversione e trasformazione sono costituite da un sistema che combina inverter, trasformatore AT/BT e quadro AT in skid preassemblati e con un grado di protezione che permette l'installazione dei componenti elettrici direttamente all'esterno, riducendo di conseguenza le volumetrie da realizzare. Questa unità di conversione e trasformazione sarà connessa alla cabina di raccolta (MTR), a sua volta collegata alla SE Terna.

Il BESS sarà costituito da batterie agli ioni di litio, i moduli delle celle e i rack per contenere i moduli stessi.

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza e flessibilità di utilizzo.

Il sistema di batterie (celle, moduli e rack) è alloggiato in contenitori speciali con adeguata resistenza al fuoco.

I contenitori della batteria sono condizionati per mantenere la corretta temperatura ambiente e funzionamento del sistema.

Il collegamento del BESS alla rete avviene mediante un trasformatore innalzatore AT/BT e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia. I principali ausiliari sono costituiti alla ventilazione e raffreddamento degli apparati.

Il sistema di stoccaggio è costituito, come in parte già anticipato, anche dai dispositivi di gestione dell'energia e dell'energia del sistema di batterie e dal collegamento alla rete elettrica nazionale:

- Sistema di conversione bidirezionale DC /AC (PCS)
- Trasformatori di potenza AT / BT
- Quadri elettrici AT
- Sistema locale di gestione e controllo dell'assemblaggio della batteria (Sistema di gestione della batteria "BMS")
- Sistema locale di gestione e controllo integrato dell'impianto (Impianto SCADA)
- Apparecchiature elettriche (quadri elettrici, trasformatori) per il collegamento alla rete elettrica nazionale.

L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. La capacità del BESS è scelta in funzione del requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2 ore opportunamente sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio (efficienza, energia effettivamente estraibili).

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 16 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

SUNNY CENTRAL STORAGE UP

preliminary

Technical Data	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP
Battery side (DC)		
Operating DC voltage range V_{dc}	880 V to 1500 V	921 V to 1500 V
Max. DC current $I_{dc, max}$	4750 A	4750 A
Max. interruption current capability ²⁾	6400 A	6400 A
Number of DC cables per polarity	Busbar with 26 connections per terminal	
Grid side (AC)		
Nominal AC apparent power at 1200 Vdc and $\cos \varphi = 0.9$ (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3450 kVA / 3130 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3290 kVA / 3020 kVA
Nominal AC apparent power at 1500 Vdc and $\cos \varphi = 0.9$ (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3100 kVA / 2800 kVA / 2570 kVA	3250 kVA / 2940 kVA / 2700 kVA
Max. AC current $I_{AC, max}$	3850 A	3850 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{1) 9)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ²⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 4000 kg / < 8818.5 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾	● / ○ ● / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
Grid forming / black start ready without grid forming	○ / ○	
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 41 10, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage / Wider PowerFactor range on request
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage
- 12) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side

Figura 6 - Scheda tecnica inverter SMA Sunny Storage 3450 UP

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 17 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP:XT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP:XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	o	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
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 UP:XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Potenza di scarica con SCS UP:XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	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 del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	o	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾	98,8% / 98,6% / 98,5%	98,8% / 98,7% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro 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 / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°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	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
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 m ³ /h	
Dotazione		
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	o	
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 carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno 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	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

Figura 7 - Scheda tecnica MV Power Station MP PS 4000

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 18 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Container Batterie

Nel caso in cui, come nel caso in esame, le batterie dovessero essere installate all'interno di container, essi sono progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno. I container rispetteranno i seguenti requisiti:

- Resistenza al fuoco REI 120;
- Contenimento di qualunque fuga di gas o perdita di elettrolita dalle batterie in caso di incidente;
- Segregazione delle vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante); adeguati spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno ai singoli compartimenti;
- Isolamento termico in poliuretano o lana minerale a basso coefficiente di scambio termico;
- Pareti di separazione tra i diversi ambienti funzionali (stanze o locali);
- Porte di accesso adeguate all'inserimento / estrazione di tutte le apparecchiature (standard ISO + modifica fornitore) e alle esigenze di manutenzione;
- I locali batterie saranno climatizzati con condizionatori elettrici "HVAC". Ogni container sarà equipaggiato con minimo due unità condizionatore al fine di garantire della ridondanza;
- Particolare cura sarà posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie saranno realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale;
- Sicurezza degli accessi: i container sono caratterizzati da elevata robustezza, tutte le porte saranno in acciaio rinforzato e dotate di dispositivi anti-intrusione a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

I container batterie e inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da una platea di fondazione appositamente dimensionata in base all'attuale normativa NTC 2018.

8. RETE AD ALTA TENSIONE DI RACCOLTA

Descrizione

La rete elettrica a 36 kV interrata assicurerà il collegamento fra le cabine di conversione e trasformazione e fra queste e la MTR per poi raggiungere la SE Terna.

La rete AT di raccolta ha schema radiale ed è costituita da linee in cavo interrato collegate in entra-esce attraverso le cabine di trasformazione, determinando cinque linee, comprensiva di quella relativa al sistema di accumulo, che convergeranno verso la cabina di raccolta (MTR).

Dalla MTR partirà una linea che, con un percorso interrato, provvederà al trasporto dell'intera energia prodotta dal parco fotovoltaico fino all'ingresso del quadro elettrico di raccolta, nella stazione TERNA.

I percorsi delle linee, illustrati negli elaborati grafici, potranno essere meglio definiti in fase costruttiva. Pertanto si possono identificare due sezioni della rete AT:

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 19 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

- la rete di raccolta dell'energia prodotta dai 6 sottocampi presenti, costituiti da linee che collegano i quadri AT delle cabine di trasformazione in configurazione entra-esce e dal sistema di accumulo, che confluiranno nella cabina di raccolta
- la rete di vettoriamento che collega la cabina di raccolta (MTR) alla stazione di connessione.

All'atto dell'esecuzione dei lavori, i percorsi delle linee elettriche saranno accuratamente verificati e definiti in modo da:

- evitare interferenze con strutture, altri impianti ed effetti di qualunque genere;
- evitare curve inutili e percorsi tortuosi;
- assicurare una facile posa o infilaggio del cavo;
- effettuare una posa ordinata e ripristinare la condizione ante-operam.

Cavi Elettrici

I collegamenti elettrici saranno tutti realizzati direttamente interrati mediante terna di conduttori a corda rigida compatta in alluminio, disposti a trifoglio. Il conduttore sarà a corda rotonda compatta di alluminio, isolamento in XLPE, adatto ad una temperatura di esercizio massima continuativa del conduttore pari a 90 °C, schermo a fili di rame con sovrapposizione di una guaina in alluminio saldato e guaina esterna in PE grafitato, qualità ST7, con livello di isolamento verso terra e tra le fasi pari a $U_0/U=26/45$ kV. Lo schermo metallico è dimensionato per sopportare la corrente di corto circuito per la durata specificata. Il rivestimento esterno del cavo ha la funzione di proteggere la guaina metallica dalla corrosione. Lo strato di grafite è necessario per effettuare le prove elettriche dopo la posa, in accordo a quanto previsto dalla norma IEC 62067.

HV XLPE CABLE WITH COPPER WIRES SCREEN AND ALUMINIUM LAMINATED FOIL 26/45 ÷ 47 (52) kV

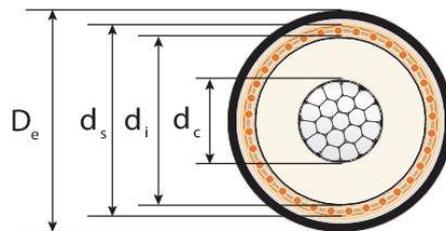
XRUHAKXS according to ZN-TF-530

A2XS(FL)2Y according to IEC 60840

NA2XS(FL)2Y according to DIN VDE 0276-632

26

ALUMINIUM CONDUCTOR



Cross section of conductor	Diameter of conductor	Insulation		Metallic screen		D _e Outer diameter of cable	Cable weight	Maximum pulling force	Minimal bending radius
		Nominal thickness	Diameter over insulation	Cross section	Diameter over screen				
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	mm	kg/km	kN	m
95RM	11.3 ^{+0.20}	9.0	30.5	35	34.3	41	1690	2.9	1.0
120RM	12.5 ^{+0.20}	9.0	31.7	35	35.5	42	1810	3.6	1.1
150RM	14.1 ^{+0.30}	9.0	33.3	35	37.1	43	1940	4.5	1.1
185RM	15.8 ^{+0.20}	9.0	35.0	35	38.8	45	2110	5.6	1.1
240RM	17.9 ^{+0.10}	9.0	37.1	35	40.9	47	2350	7.2	1.2
300RM	20.0 ^{+0.30}	9.0	39.2	35	43.0	49	2590	9.0	1.2
400RM	22.9 ^{+0.30}	9.0	42.5	35	46.7	53	3040	12.0	1.3
500RM	25.7 ^{+0.40}	9.0	45.3	35	49.5	56	3470	15.0	1.4
630RM	29.3 ^{+0.50}	9.0	49.1	35	53.3	60	4030	18.9	1.5
800RM	33.0 ^{+0.50}	9.0	52.8	35	57.0	64	4650	24.0	1.6
1000RM	38.0 ^{+0.50}	9.0	58.2	35	62.8	71	5570	30.0	1.8
1200RM	42.5 ^{+0.60}	9.0	62.7	50	67.3	75	6560	36.0	1.9
1200RMS	43.0 ^{+0.80}	9.0	65.2	50	69.8	78	6840	36.0	2.0
1400RMS	45.1 ^{+0.80}	9.0	67.3	50	71.9	80	7490	42.0	2.0
1600RMS	48.5 ^{+1.2}	9.0	70.7	50	75.3	84	8270	48.0	2.1

Figura 8 - Caratteristiche fisiche del cavo

Electrical data

27

 D_e – Cable diameter

 Cables in flat formation, the distance between the cable axes = $2 \times D_e$.

 Cables in trefoil formation, the distance between the cable axes = D_e .


Cross section of conductor	Resistance of conductor 90°C	Electrical field stress at the		Capacitance	Zero reactance	Inductance	
		conductor screen	insulation				
mm ²	Ω/km	kV/mm		μF/km	Ω/km	Ω/km	
95RM	0.4110	4.70	1.95	0.150	0.087	0.200	0.145
120RM	0.3247	4.55	2.00	0.160	0.083	0.195	0.140
150RM	0.2645	4.40	2.05	0.175	0.078	0.190	0.135
185RM	0.2108	4.25	2.10	0.185	0.074	0.185	0.130
240RM	0.1610	4.15	2.15	0.205	0.069	0.180	0.125
300RM	0.1291	4.00	2.20	0.220	0.065	0.180	0.120
400RM	0.1009	3.90	2.25	0.245	0.062	0.175	0.115
500RM	0.0792	3.80	2.30	0.265	0.058	0.170	0.110
630RM	0.0622	3.70	2.35	0.295	0.055	0.165	0.105
800RM	0.0498	3.60	2.40	0.320	0.052	0.160	0.105
1000RM	0.0408	3.50	2.45	0.360	0.049	0.160	0.100
1200RM	0.0359	3.45	2.45	0.395	0.046	0.155	0.095
1200RMS	0.0319	3.45	2.50	0.415	0.048	0.155	0.095
1400RMS	0.0275	3.40	2.50	0.430	0.047	0.155	0.095
1600RMS	0.0242	3.40	2.55	0.455	0.045	0.155	0.095
1800RMS	0.0216	3.35	2.55	0.485	0.043	0.150	0.095
2000RMS	0.0195	3.35	2.55	0.500	0.042	0.150	0.095
2500RMS	0.0168	3.30	2.60	0.540	0.042	0.150	0.090
3000RMS	0.0130	3.25	2.60	0.600	0.039	0.150	0.090

Figura 9 - Caratteristiche elettriche del cavo AT

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 22 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

La potenza elettrica raccolta dall'area di produzione (AT) è trasferita in elettrodotto, in esecuzione completamente interrata, fino alla stazione Terna (punto di connessione). Risultato progettuale è che tutto l'elettrodotto è per la maggior parte su viabilità rurale esistente. Il tracciato dei cavidotti dovrà essere quanto più rettilineo possibile e parallelo all'asse della strada.

I cavi posati in trincea saranno con disposizione a "trifoglio", ad una profondità di 1,2 m dal piano di posa su di un letto di sabbia dello spessore di 10 cm circa. I cavi saranno ricoperti sempre di sabbia per uno strato di 70 cm, sopra il quale sarà posata una lastra in cemento armato avente funzione di protezione meccanica dei cavi (salvo diversa prescrizione dell'Ente Proprietario della strada).

Il cavo direttamente interrato garantisce una maggiore portata a parità di sezione rispetto al caso di cavo in tubo.

L'impiego di pozzetti o camerette deve essere limitato ai casi di reale necessità, ad esempio per facilitare la posa dei cavi lungo un percorso tortuoso o per la ispezionabilità dei giunti.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando le correnti di impiego e le portate dei cavi per la tipologia di posa considerando anche che devono essere minimizzate le perdite.

Sono state utilizzate preliminarmente sezioni da 95, 300 e 630 mm² con tensione nominale 26/45 kV. I coefficienti di calcolo sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a 2 K•m/W (coefficiente Ci) (in fase di progettazione esecutiva saranno effettuate delle misure di resistività termica del terreno);
- temperatura terreno pari a 20° C (coefficiente Ca);
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti più condutture (coefficiente Cg);
- profondità di posa pari a 1,20 m (coefficiente Cd)
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito. Sono stati così dimensionati i vari tratti di elettrodotto in base al numero di terne affiancate nello stesso scavo. Per il cavidotto di vettoriamento, la scelta del numero di cavi e della sezione tiene conto anche della caduta di tensione sulla linea. In particolare, per la linea che collega la cabina MTR alla Stazione Terna, è stato considerato un valore limite di c.d.t. pari al 3%.

Segnalazione della presenza dei cavi

Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione, un nastro di segnalazione in polietilene.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotto interrato posizionando opportuna segnaletica.

Su viabilità pubblica si dovranno apporre in superficie opportune paline segnaletiche con l'indicazione della tensione di esercizio e con i riferimenti della Società responsabile dell'esercizio della rete AT.

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l'isolamento dei cavi a AT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le norme CEI 11-17.

La curvatura dei cavi deve essere tale da non provocare danni agli stessi.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 23 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Le condizioni ambientali (temperatura, umidità) durante la posa dei cavi dovranno essere nel range fissato dal fabbricante dei cavi.

Per quanto riguarda le minime profondità di posa tra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo si terrà conto di quanto segue:

- per cavi appartenenti a sistemi di Categoria 0 e 1: 0,5 m;
- per cavi appartenenti a sistemi di Categoria 2: 0,6 o 0,8 m;
- per cavi appartenenti a sistemi di Categoria 3: 1,0 o 1,2 m.

Nei tratti in cui si attraverseranno terreni rocciosi o in altre circostanze eccezionali in cui non potranno essere rispettate le profondità minime sopra indicate, dovranno essere predisposte adeguate protezioni.

In caso di attraversamenti sia longitudinali che trasversali di strade pubbliche con occupazione della carreggiata saranno rispettate le prescrizioni del regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada (D.P.R. 16.12.1992, n. 495, art. 66, comma 3) e, se emanate, le disposizioni dell'Ente proprietario della strada, pertanto la profondità minima misurata dal piano viabile di rotolamento non sarà inferiore a 1 m.

9. CABINA DI RACCOLTA Utente (MTR)

Generalità

La cabina di raccolta, da realizzarsi all'interno del campo fotovoltaico, è il punto di raccolta dei cavidotti provenienti dall'impianto per consentire il trasporto dell'intera energia prodotta dal campo fotovoltaico fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale e riceve l'energia prodotta dal campo, convertita dagli inverter ed elevata nelle cabine di trasformazione, attraverso la rete di raccolta a 36 kV.

Descrizione Generale

Il progetto della cabina di raccolta prevede che sia l'entrata che l'uscita dei cavi AT (36 kV) avvenga mediante posa interrata al fine di garantire il raccordo con la stazione RTN.

All'interno della cabina di raccolta saranno installati i quadri AT, gli impianti BT, di controllo e monitoraggio.

Rete di terra

L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 99-5, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 50 mm², interrati ad una profondità di almeno 0,8 m. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione pari a 35 mm². La scelta finale deriverà dai calcoli effettuati in fase di progettazione esecutiva.

In base alle prescrizioni di TERNA potrà essere necessario anche un collegamento dell'impianto di terra della cabina di raccolta (MTR) con quello dell'impianto di consegna AT.

RTU

Tale sistema deve rispondere alle specifiche TERNA S.p.A. Le caratteristiche degli apparati periferici RTU devono essere tali da rispondere ai requisiti di affidabilità e disponibilità richiesti e possono variare in funzione della rilevanza dell'impianto.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- Interrogazione delle protezioni della sottostazione, per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione;
- Comando della sezione AT della cabina di raccolta;

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 24 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

- Acquisizione di segnali generali di tutta la rete elettrica;
- Trasmettere a TERNA S.p.A. i dati richiesti dal Regolamento di Esercizio, secondo i criteri e le specifiche dei documenti Terna.

La RTU sarà comandabile in locale dalla sottostazione tramite un quadro sinottico che riporterà lo stato degli organi di manovra di tutta la rete AT, i comandi, gli allarmi, le misure delle grandezze elettriche.

SCADA

Il sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) deve essere modulare e configurabile secondo le necessità e configurazione basata su PC locale con WebServer per l'accesso remoto.

La struttura delle pagine video del sistema SCADA deve includere:

- Schema generale di impianto;
- Pagina allarmi con finestra di pre-view;
- Schemi dettagliati di stallo.

Lo SCADA dovrà acquisire, gestire e archiviare ogni informazione significativa per l'esercizio e la manutenzione, nonché i tracciati oscillografici generati dalle protezioni.

Apparecchiature di cabina

Apparecchiature di misura

La misura dell'energia avverrà:

- sul lato AT (36 kV) attraverso due sistemi di misura separati, uno per l'impianto fotovoltaico, l'altro per il sistema di accumulo (con apparecchiature ridondanti);
- sul lato BT in corrispondenza dei servizi ausiliari.

La cabina di raccolta sarà conforme alle prescrizioni alle norme CEI già citate. Tutti i componenti sono stati dimensionati in base ai calcoli effettuati sulla producibilità massima degli impianti, con i dovuti margini di sicurezza, e in base ai criteri generali di sicurezza elettrica.

Protezione di interfaccia

Tale protezione ha lo scopo di separare i gruppi di generazione dalla rete di trasmissione in caso di malfunzionamento della rete.

Sarà realizzata tramite rilevatori di minima e massima tensione, minima e massima frequenza, minima tensione omopolare. La protezione agirà sugli interruttori delle linee in partenza verso i gruppi di generazione.

- **Opere civili**

Prima dell'inizio delle attività di costruzione, si procederà alla verifica ed eventuale eliminazione di sterpaglie, pietrame e quant'altro possa rappresentare un ostacolo alla realizzazione dell'opera. In corrispondenza delle strade e delle aree dove saranno installate le cabine si procederà ad uno scotico superficiale.

Le aree su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico saranno completamente recintate e dotate di impianto antintrusione e videosorveglianza.

La recinzione sarà realizzata in rete a maglia metallica di altezza pari a circa 2,00 mt, e sarà fissata al terreno con pali verticali di supporto, a sezione circolare, distanti gli uni dagli altri 2,5 m con eventuali plinti cilindrici.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 25 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

L'accesso alle aree sarà garantito attraverso un cancello a doppia anta a battente di larghezza pari a 6 m, idoneo al passaggio dei mezzi pesanti. Il cancello sarà realizzato in acciaio e fissato ad una apposita struttura di sostegno in cemento armato.

La circolazione dei mezzi all'interno delle aree, sarà garantita dalla presenza di una apposita viabilità per la cui esecuzione sarà effettuato uno scotico di pulizia e successiva compattazione del tracciato. Il pacchetto stradale così formato:

- Primo strato di geotessile direttamente a contatto con il terreno naturale compattato;
- Secondo strato, di spessore pari a 15 cm, per la realizzazione della massicciata realizzato con pietrisco di pezzatura variabile tra 4 e 7 cm;
- Terzo strato dello spessore pari a 10 cm, di misto granulare stabilizzato.

Tale viabilità sarà realizzata lungo il perimetro ed all'interno dei campi per una larghezza di 3,5 m, e attorno alle cabine per garantire la fruibilità ad esse.

- Strutture portamoduli

Come anticipato al precedente paragrafo 2.2, la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà ad inseguitore solare monoassiale, o tracker.

Si tratta di una struttura a pali infissi, completamente adattabile alle dimensioni del Pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito ed alla quantità di spazio di installazione disponibile.

In via generale le strutture fotovoltaiche si compongono dei seguenti elementi:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio:
- pali di lunghezza pari a circa 2-2,2 m, non comprensiva della porzione infissa nel suolo (la cui dimensione effettiva sarà calcolata in sede di progettazione esecutiva)
- tubolari quadrati, le cui dimensioni variano in funzione della tipologia del terreno e della velocità del vento (che saranno calcolate in sede di progettazione esecutiva)
- supporto con profilo ad Omega per l'ancoraggio del pannello
- Componenti detentori del movimento:
- teste dei pali
- quadro comandi elettronico per il movimento (1 quadro può servire diverse strutture)
- motori (CA elettrico lineare - mandrino - attuatore).

I pali di supporto alla struttura saranno infissi direttamente nel terreno.

- Viabilità esterna

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica di cui alla presente relazione tecnico-descrittiva, risulta ben servito dalla viabilità pubblica principale, vi si accede dalla Strada Comunale 96.

Pertanto, non sarà necessario realizzare nuove strade all'esterno dell'impianto fotovoltaico.

- Esecuzione degli Scavi

Saranno eseguite due tipologie di scavi: gli scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna; e gli scavi a sezione ristretta per la realizzazione dei cavidotti BT, AT ed AUX.

Entrambe le tipologie saranno eseguite con mezzi meccanici o, qualora particolari condizioni lo richiedano, a mano, evitando scoscendimenti e franamenti e, per gli scavi dei cavidotti, evitando che le acque scorrenti sulla superficie del terreno si riversino nei cavi.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 26 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

In particolare: gli scavi per la realizzazione della fondazione delle cabine si estenderanno fino ad una profondità di 0,75 m; quelli per la realizzazione dei cavidotti avranno profondità variabile tra 0,60 m e 1,50 m; infine quelli per la realizzazione della viabilità interna saranno eseguiti mediante scotico del terreno fino alla profondità di ca. 40 cm.

Il rinterro dei cavidotti, a seguito della posa degli stessi, che deve avvenire su un letto di sabbia su fondo perfettamente spianato e privo di sassi e spuntoni di roccia, sarà eseguito per strati successivi di circa 30 cm accuratamente costipati.

Lo strato terminale di riempimento degli scavi eseguiti sulla viabilità, invece, sarà realizzato con il medesimo pacchetto stradale descritto al capitolo 2.3.

La canalizzazione del cavidotto avverrà rispettando le distanze dai sotto-servizi presenti, in conformità con quanto previsto nelle LINEE GUIDA Nazionali.

Gli attraversamenti dei corsi d'acqua e dei corsi d'acqua episodici saranno realizzati in accordo alle prescrizioni di AdB Puglia e secondo le indicazioni presenti nelle LINEE GUIDA Nazionali.

10. ANALISI DEL FENOMENO DI ABBAGLIAMENTO

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad un'intensa sorgente luminosa. L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 27 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

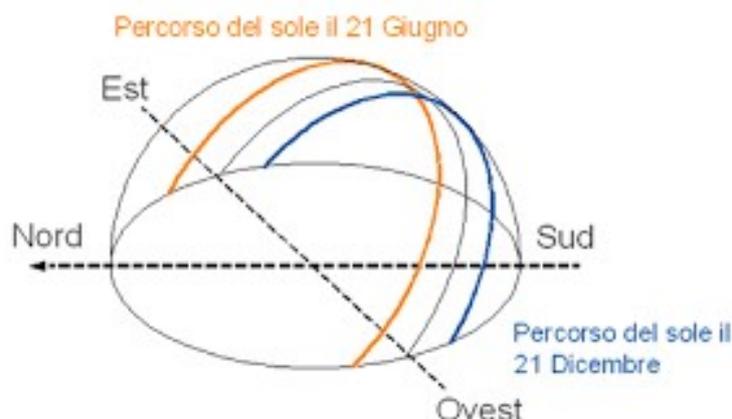


Figura 10: Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°.

Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit.

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra circa 1 e 5 m e del loro angolo di inclinazione variabile verso est e ovest fino ad un max di 50°/60° rispetto al piano orizzontale, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche.

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica.

Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile un tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari.

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale conferisce alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestate.

Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

Inoltre i moduli di ultima generazione sono caratterizzati da un vetro più esterno costituito da una particolare superficie, non liscia, che consente di aumentare la trasmissione dell'energia solare grazie ad una maggiore rifrazione della radiazione incidente verso l'interno del vetro e, quindi, verso le celle fotovoltaiche. Nel vetro, in particolare dei moduli in silicio amorfo in rapporto al policristallino, si verifica una maggiore riflessione dei raggi solari soprattutto per elevati angoli di incidenza (da 20° a 70°). Il progetto in esame prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 28 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Le stesse molecole componenti l'aria al pari degli oggetti danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti, pertanto la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria è comunque destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, scomposta, ma soprattutto convertita in energia.

Inoltre i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione di celle fotovoltaiche fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettenza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento.

Alla luce di quanto esposto si può pertanto concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne è da ritenersi ininfluenza non rappresentando una fonte di disturbo.

11. ESECUZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'intera progettazione e realizzazione dell'opera sono concepite nel rispetto del contesto naturale in cui l'impianto è inserito, ponendo alla base del progetto i concetti di reversibilità degli interventi e salvaguardia del territorio; questo al fine di ridurre al minimo le possibili interferenze con le componenti paesaggistiche.

Durante la fase di cantiere, il terreno derivante dagli scavi eseguiti per la realizzazione di cavidotti, fondazioni delle cabine e viabilità interna, sarà accatastato nell'ambito del cantiere e successivamente utilizzato per il riempimento degli scavi dei cavidotti dopo la posa dei cavi. In tal modo, quindi, sarà possibile riutilizzare gran parte del materiale proveniente dagli scavi, e conferire a discarica solo una porzione dello stesso.

I cavidotti per il trasporto dell'energia saranno posati in uno scavo in sezione ristretta livellato con un letto di sabbia, e successivamente riempito in parte con uno strato di sabbia ed in parte con il terreno precedentemente scavato.

La viabilità interna alle aree dell'impianto sarà realizzata in materiale drenante in modo da consentire il facile ripristino geomorfologico a fine vita dell'impianto semplicemente mediante la rimozione del pacchetto stradale e il successivo riempimento con terreno vegetale.

Il progetto prevede l'utilizzo di strutture di sostegno dei moduli a pali infissi, evitando così la realizzazione di strutture portanti in cemento armato, salvo sia necessaria per la natura geologica del terreno. Analoga considerazione riguarda i pali di sostegno della recinzione, anch'essi del tipo infisso.

12. PRODUZIONE DI RIFIUTI E SMALTIMENTO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO

- Produzione di rifiuti in fase di cantiere e di esercizio

I rifiuti prodotti durante la realizzazione dell'impianto, considerato l'alto grado di prefabbricazione dei componenti utilizzati (moduli fotovoltaici, strutture portamoduli, cabine elettriche e di monitoraggio), saranno tutti non pericolosi ed originati prevalentemente da

	BRINFV00BGRU0006	Pagina 29 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

imballaggi (pallets, bags, ecc); essi saranno raccolti e gestiti in modo differenziato secondo le vigenti disposizioni.

Non si prevede, invece, produzione di rifiuti in fase di esercizio dell'impianto, in quanto sarà soggetto a soli interventi di manutenzione.

- Smaltimento delle terre e rocce da scavo

Lo smaltimento delle terre e rocce da scavo è regolamentato dal D.P.R. n. 120 del 13 giugno 2017 "Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164", che all'art. 1 comma 1 lettera a) fa riferimento "*alla gestione delle terre e rocce da scavo qualificate come sottoprodotto ...*".

Il presente paragrafo ha l'obiettivo di identificare i volumi di movimento terra e le relative destinazioni d'uso, che saranno effettuati per la realizzazione del parco fotovoltaico.

Le attività di scavo previste per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, riguardano l'esecuzione della fondazione delle cabine e sostegni per illuminazione e videosorveglianza, dei cavidotti e della viabilità interna. Saranno eseguite due tipologie di scavi: gli scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine e della viabilità interna; e gli scavi a sezione ristretta per la realizzazione dei cavidotti BT ed MT.

Entrambe le tipologie saranno eseguite con mezzi meccanici o, qualora particolari condizioni lo richiedano, a mano, evitando scoscendimenti e franamenti e, per gli scavi dei cavidotti, evitando che le acque scorrenti sulla superficie del terreno si riversino nei cavi.

In particolare: gli scavi per la realizzazione della fondazione delle cabine si estenderanno fino ad una profondità di 0,75 m; quelli per la realizzazione dei cavidotti avranno profondità variabile tra 0,60 m e 1,50 m; infine quelli per la realizzazione della viabilità interna saranno eseguiti mediante scotico del terreno fino alla profondità di ca. 40 cm. Ai fini di quanto prescritto all'art. 4 comma 2 lettera d) del D.P.R. 120/2017, il terreno oggetto di scavo dovrà essere sottoposto a caratterizzazione, come previsto dall'art. 242 del D.Lgs. 152/2006, secondo le procedure descritte nell'Allegato 1 del medesimo D.P.R..

Il materiale ottenuto dalle operazioni di scavo, sarà momentaneamente depositato in prossimità degli scavi stessi, o in altri siti individuati nell'ambito del cantiere, per essere successivamente utilizzato per i rinterri, che dovranno avvenire su un letto di sabbia, su fondo perfettamente spianato e privo di sassi e spuntoni di roccia, ed eseguiti per strati successivi di circa 30 cm accuratamente costipati.

La parte di terre, eccedente rispetto alla quantità necessaria ai rinterri, sarà gestita quale rifiuto ai sensi della parte IV del D.Lgs. n. 152/2006 e conferita presso discarica autorizzata con il codice CER "17 05 04 - terre rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03 (terre e rocce, contenenti sostanze pericolose)".

Concorrono alla stima del bilancio dei materiali da scavo le seguenti opere:

- realizzazione della fondazione delle cabine elettriche;
- realizzazione dei cavidotti interni ed esterni all'area (BT, AT e AUX)
- realizzazione della viabilità interna.
-

13. SISTEMA DI GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 30 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Per l'intero ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico sarà definita una programmazione dei lavori di manutenzione e di gestione delle opere, da sviluppare su base annuale per garantirne il corretto funzionamento.

La programmazione dovrà prevedere:

- manutenzione programmata;
- manutenzione ordinaria;
- manutenzione straordinaria;

relativamente ai seguenti elementi costituenti l'impianto:

- impianti;
- strutture edili / infrastrutture;
- spazi esterni.

Sarà creato un registro dove dovranno essere indicate le caratteristiche principali dell'apparecchiatura e le operazioni di manutenzione effettuate, con le relative date.

La direzione ed il controllo degli interventi di manutenzione saranno seguiti da un tecnico che avrà il compito di monitorare l'impianto, effettuare visite mensili e, in esito a tali visite, coordinare le manutenzioni.

14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La dismissione dell'impianto fotovoltaico a fine vita di esercizio, prevede lo smantellamento di tutte le apparecchiature e attrezzature elettriche di cui è costituito, ed il ripristino dello stato dei luoghi alla situazione ante operam. Tale operazione prevede la rimozione di recinzione, cabine elettriche, sistema di illuminazione e antintrusione, strutture portamoduli, moduli fotovoltaici, cavi elettrici, pozzetti, quadri elettrici, viabilità interna, ecc..

Sono previste le seguenti fasi:

- smontaggio di moduli fotovoltaici e degli string box, e rimozione delle strutture di sostegno;
- rimozione dei cavidotti interrati, previa apertura degli scavi;
- rimozione delle cabine elettriche e di raccolta;
- rimozione del sistema di videosorveglianza;
- demolizione della viabilità interna;
- rimozione della recinzione e del cancello;
- ripristino dello stato dei luoghi.
- Smontaggio dei moduli fotovoltaici e degli string box, e rimozione delle strutture di

sostegno

I moduli fotovoltaici saranno dapprima disconnessi dai cablaggi, poi smontati dalle strutture di sostegno, ed infine disposti, mediante mezzi meccanici, sui mezzi di trasporto per essere conferiti a discarica autorizzata idonea allo smaltimento dei moduli fotovoltaici. Non è prevista la separazione in cantiere dei singoli componenti di ogni modulo (vetro, alluminio e polimeri, materiale elettrico e celle fotovoltaiche).

Ogni pannello, arrivato a fine ciclo di vita, viene considerato un **RAEE**, cioè un *Rifiuto da Apparecchiature Elettriche o Elettroniche*. Per questo motivo, il relativo smaltimento deve seguire determinate procedure stabilite dalle normative vigenti. I moduli fotovoltaici professionali

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 31 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

devono essere conferiti, tramite soggetti autorizzati, ad un apposito impianto di trattamento, che risulti iscritto al Centro di Coordinamento RAEE.

Gli string box fissati alle strutture portamoduli, saranno smontati e caricati su idonei mezzi di trasporto per il successivo conferimento a discarica.

Le strutture di sostegno metalliche, essendo del tipo infisso, saranno smantellate nei singoli profilati che le compongono, e successivamente caricate su idonei mezzi di trasporto per il successivo conferimento a discarica. I profilati infissi, invece, saranno rimossi dal terreno per estrazione e caricati sui mezzi di trasporto.

- **Rimozione di cavi e cavidotti interrati, previa riapertura degli scavi**

Per la rimozione dei cavidotti interrati si prevede: la riapertura dello scavo fino al raggiungimento dei corrugati, lo sfilaggio dei cavi ed il successivo recupero dei cavidotti dallo scavo. Ognuno degli elementi così ricavati sarà separato per tipologia e trasportato per lo smaltimento alla specifica discarica.

Unitamente alla rimozione dei corrugati dallo scavo si procederà alla rimozione della corda nuda di rame costituente l'impianto di messa a terra, che sarà successivamente conferita a discarica autorizzata secondo normative vigenti.

- **Rimozione delle cabine elettriche e di raccolta**

Preventivamente saranno smontati tutti gli apparati elettronici (inverter, trasformatore, quadri elettrici, organo di comando e protezione) contenuti nelle cabine che saranno smaltiti come RAEE.

Successivamente saranno rimossi i prefabbricati monoblocco adibiti a cabina mediante l'ausilio di pale meccaniche e bracci idraulici per il caricamento sui mezzi di trasporto.

Le vasche di fondazione in cemento armato, invece, saranno rimosse mediante idonei escavatori e conferite a discarica come materiale inerte.

- **Rimozione delle cabine BESS e delle batterie del sistema di accumulo**

Relativamente alle cabine BESS, preventivamente saranno smontati tutti gli apparati elettronici ivi contenuti e le batterie di accumulo.

Come auspicato dalla Direttiva 2006/66/CE, avente per oggetto "...norme specifiche per la raccolta, il trattamento, il riciclaggio e lo smaltimento dei rifiuti di pile e accumulatori, destinate a integrare la pertinente normativa comunitaria sui rifiuti e a promuovere un elevato livello di raccolta e di riciclaggio di pile e accumulatori...", e recepita dal D.Lgs.188/2008, le batterie dovranno essere per quanto possibile smontate, trasformate e riciclate. Il produttore dei sistemi di accumulo dovrà essere iscritto all'apposito Registro Nazionale dei Produttori di Pile e Accumulatori, dovrà provvedere alla dismissione a fine ciclo.

- **Rimozione del sistema di videosorveglianza ed antintrusione**

Gli elementi costituenti i sistemi di videosorveglianza e di antintrusione, quali pali, telecamere e fotocellule saranno smontati e caricati su idonei mezzi di trasporto per il successivo conferimento a discarica.

Gli elementi interrati costituenti i medesimi sistemi, quali cavi, cavidotti e pozzetti, saranno rimossi e conferiti a discarica unitamente a cavi, cavidotti e pozzetti elettrici.

- **Demolizione della viabilità interna**

Tale demolizione sarà eseguita mediante scavo con mezzo meccanico, per una profondità di 40 cm, per la larghezza di 6 m. Il materiale così raccolto, sarà caricato su apposito mezzo e conferito a discarica.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 32 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

- **Rimozione della recinzione e del cancello**

La recinzione sarà smantellata previa rimozione della rete dai profilati di supporto al fine di separare i diversi materiali per tipologia; successivamente i paletti di sostegno ed i profilati saranno estratti dal suolo.

Il cancello, invece, essendo realizzato interamente in acciaio, sarà preventivamente smontato dalla struttura di sostegno in c.a..

I materiali così separati saranno conferiti ad apposita discarica.

- **Ripristino dello stato dei luoghi**

Terminate le operazioni di rimozione e smantellamento di tutti gli elementi costituenti l'impianto, gli scavi derivanti dalla rimozione dei cavidotti interrati, dei pozzetti e delle cabine, e i fori risultanti dall'estrazione delle strutture di sostegno dei moduli e dei profilati di recinzione e cancello, saranno riempiti con terreno agrario.

È prevista una leggera movimentazione della terra al fine di raccordare il terreno riportato con quello circostante.

- **Classificazione dei rifiuti**

L'impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dai seguenti elementi:

Apparecchiature elettriche ed elettroniche (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici);

Cabine elettriche prefabbricate con fondazioni in cemento armato vibrato;

Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici in acciaio e alluminio;

Cavi elettrici;

Tubazioni in PVC/HDPE per il passaggio dei cavi elettrici;

Pietrisco della viabilità;

Terreno di copertura dei cavidotti interrati.

Di seguito si riporta il codice CER relativo ai materiali suddetti:

20 01 36 apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici);

17 01 01 Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche);

17 04 05 Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici);

17 04 11 Cavi;

17 02 03 Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)

17 05 08 Pietrisco (derivante dalla demolizione della viabilità);

17 05 04 Terre e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03 (derivante dalla rimozione della ghiaia della viabilità).

15. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti.

Gli impatti diretti si riferiscono al personale impegnato nelle fasi di costruzione dell'impianto fotovoltaico, ma anche in quelle di realizzazione degli elementi di cui esso si compone.

	BRIN FV00BGRU0006	Pagina 33 / 33	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	01

Gli impatti indiretti, invece, sono legati all'ulteriore occupazione derivante dalla produzione dei materiali utilizzati per la realizzazione dei singoli componenti dell'impianto fotovoltaico; per ciascun componente del sistema, infatti, esistono varie catene di processi di produzione che determinano un incremento della produzione a differenti livelli.

Infine, gli impatti indotti sono quelli generati nei settori in cui l'esistenza di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile comporta una crescita del volume d'affari, e quindi del reddito; tale incremento del reddito deriva dalle royalties percepite dai proprietari dei suoli e dai maggiori salari percepiti da chi si occupa della gestione e manutenzione dell'impianto.
