

Regione Siciliana




Comune di Nicosia

Libero Consorzio Comunale di Enna

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE MT CON COD. PRATICA 284329167 E 284329981, AVENTE UNA POTENZA COMPLESSIVA DC 12.992,40 kWp E UNA POTENZA COMPLESSIVA AC 11.700 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI NICOSIA (EN) - C/DA PARRIZZO



Elaborato:	RELAZIONE TECNICA E CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTO		
Relazione:	Redatto:	Approvato:	Rilasciato:
REL_05		AP ENGINEERING	AP ENGINEERING
		Foglio A4	Prima Emissione
Progetto: IMPIANTO SALOMONE 1	Data: 26/04/2022	Committente: SALOMONE 1 S.R.L. Piazza Roma, 30 - Modena	
Cantiere: SALOMONE 1 C/DA PARRIZZO		Progettista: 	



INDICE

1. PREMESSA	2
2. DEFINIZIONI	6
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	8
4. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	11
4.1. Sottoimpianto A	12
4.2. Sottoimpianto B	18
5. COMPONENTISTICA IMPIEGATA	24
5.1. Moduli fotovoltaici	25
5.2. Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	26
5.3. Quadri parallelo stringhe	26
5.3.1. Interruttori di manovra sezionatori IMS con fusibili	28
5.3.2. Diodi di blocco	29
5.3.3. Sezionatore sottocarico	29
5.3.4. Scaricatore di sovratensione	30
5.4. Linee BT in corrente continua	30
5.5. Gruppi di Conversione dell'energia elettrica	32
5.6. Trasformatori di potenza	33
5.7. Linee elettriche di collegamento tra il quadro generale MT e i trasformatori MT/BT	33
5.7.1. Linea MT n° 1	33
5.7.2. Linea MT n° 2	35
5.7.3. Linea MT n° 3	37
5.7.4. Linea MT n° 4	39
5.7.5. Linea MT n° 5	41
5.7.6. Linea MT n° 6	43
5.8. Quadro elettrico generale di media tensione	46
5.9. Servizi di cabina	50

1. PREMESSA

La presente relazione tecnica è parte integrante del progetto definitivo della “Centrale di Produzione di Energia Elettrica” da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica, combinata con l’attività di coltivazione agricola e zootecnica, che la Società Salomone 1 S.r.l. (o “la Società”) intende realizzare nel Comune di Nicosia (EN), in Contrada Parrizzo.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l’impianto risulta sdoppiato in due sottoimpianti identificati tramite due codici POD diversi (IT001E938544255 e IT001E938544191), ciascuno dei quali verrà collegato alla rete elettrica di distribuzione di media tensione a 20 kV.

L’impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione, pari a **12.992,4 kWp** e una potenza apparente nominale, lato corrente alternata, pari a **11.700,00 kW**.

L’area in cui è prevista la realizzazione del campo agro-fotovoltaico è ubicata interamente nel Comune di Nicosia (Provincia di Enna), in Contrada Parrizzo, in un’area tendenzialmente collinare avente una quota media di circa 745 m s.l.m.

L’accessibilità all’area di intervento è consentita attraverso una strada comunale che confluisce sulla SS 120 che si sviluppa a sud. I punti di accesso all’impianto, invece, sono distribuiti lungo il perimetro mediante 4 passi carrai posizionati lungo stradine private che costeggiano e tagliano lo stesso.

Il baricentro dell’impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

	Latitudine	Longitudine	h (s.l.m.)
Parco Agro-Fotovoltaico	37° 48’ 19.05” N	14° 18’ 13.97” E	745 m

Tabella 1 – Coordinate assolute



Figura 1 – Ubicazione area di impianto dal satellite

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 2 | 50

Il progetto ricade all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

- Cartografia I.G.M. in scala 1:50.000, tavoletta n° 610 – Castelbuono
- Cartografia I.G.M. in scala 1:25.000, tavoletta n° 610 – II° quadrante – Castel di Lucio
- Carta Tecnica Regionale CTR, scala 1:10.000, foglio n°610160

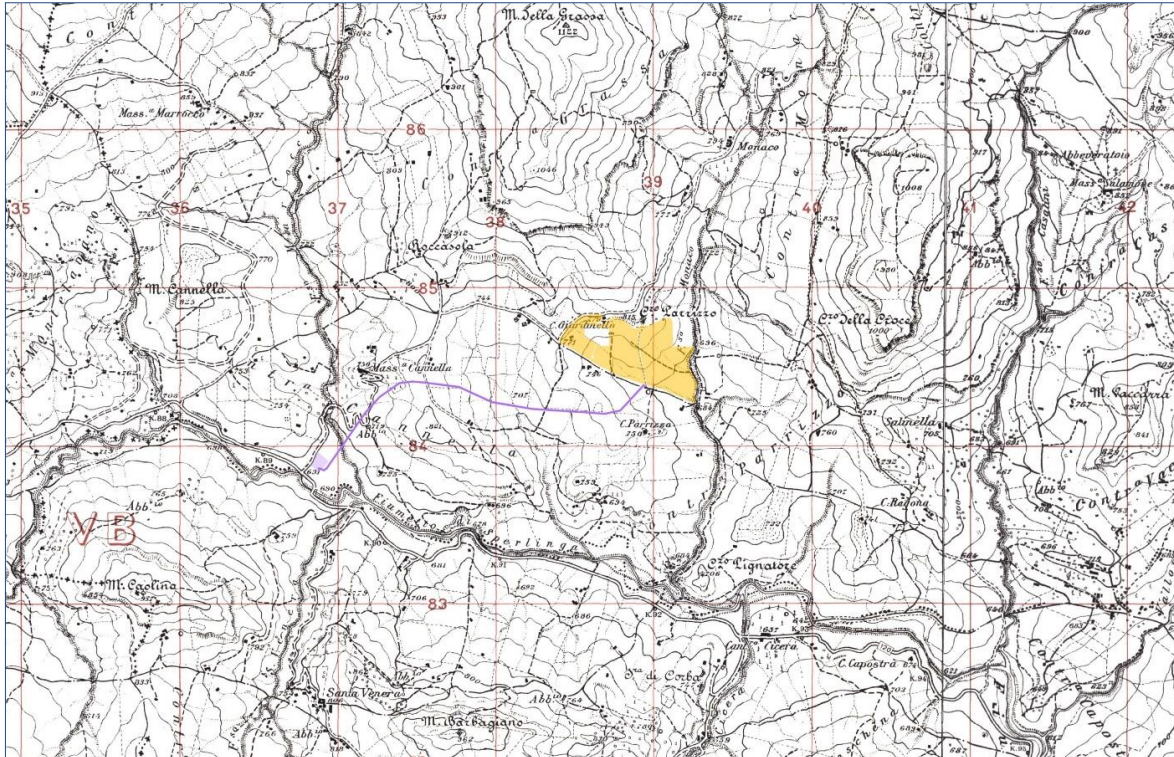


Figura 2 – Inquadramento del sito. IGM Tavoletta 640 II quadrante - Lentini. Scala 1:25.000 (fuori scala)

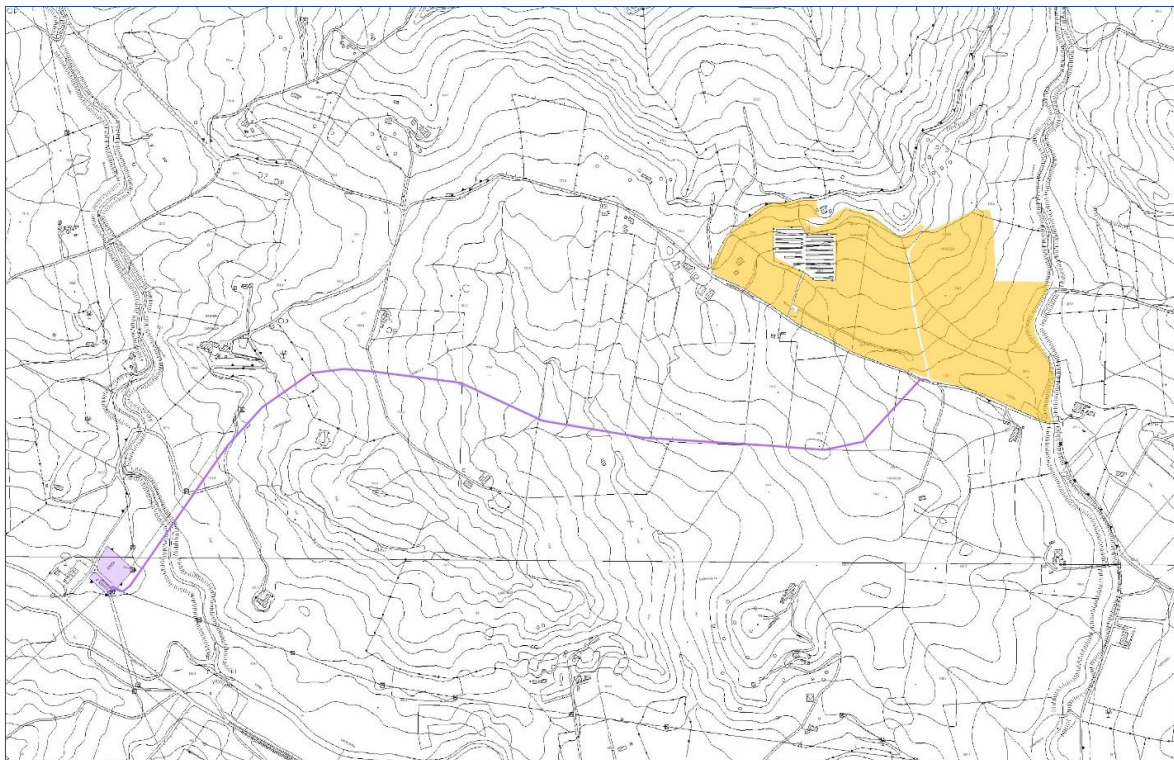


Figura 3 – Inquadramento del sito. Carta Tecnica Regionale 1:10.000 n.640110 (fuori scala)

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 3 | 50



Figura 4 – Inquadramento dell'area su ortofoto

Lo schema di connessione in rete prescritto dal Distributore, prevede che ciascun impianto venga collegato alla rete di distribuzione a mezzo di una cabina di consegna, conforme alla specifica tecnica e Distribuzione DG2092 TIPO A ed.3, collegata in antenna con la Cabina Primaria AT/MT di Nicosia.

L'insieme degli impianti da realizzare a partire dal punto di inserimento in Rete, necessari per la connessione dell'Impianto di Utente, prende il nome di Impianto per la Connessione e comprende i seguenti sotto-impianti:

- **Impianto di Rete per la Connessione**, costituito dall'impianto di Rete per la connessione e dall'Impianto di Rete presso l'Utenza secondo quanto riportato in soluzione tecnica;
- **Impianto di Utente per la Connessione**;

La restante parte di impianto, a valle del punto di consegna, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come **Impianto di Utente**.

Quanto sopra specificato viene rappresentato nella figura:

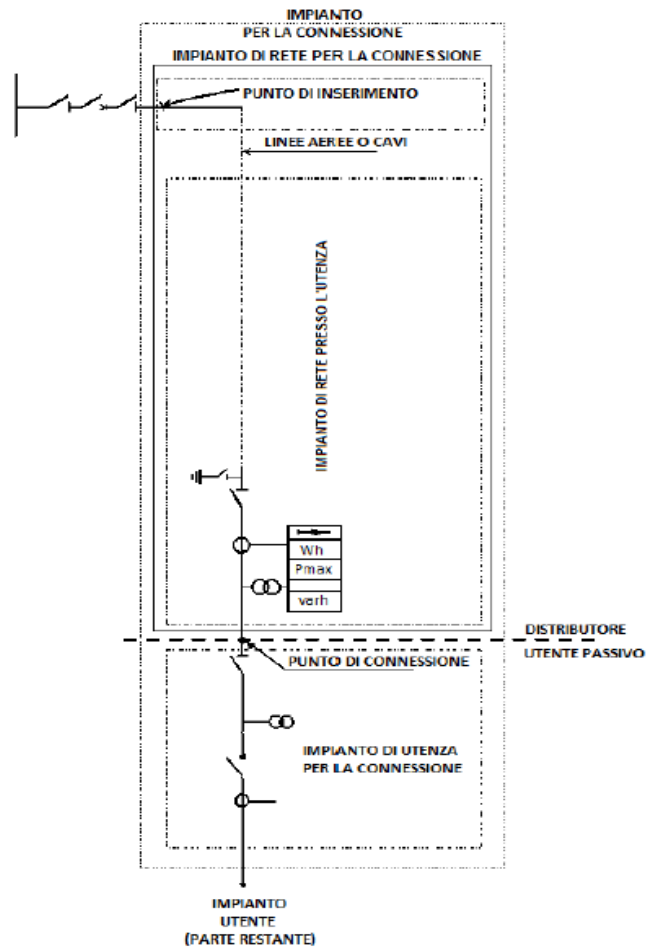


Figura 5: Configurazione generale del collegamento d'Utente

Nel presente elaborato verranno descritte le caratteristiche dell'Impianto di Utenza e dell'Impianto di Rete per la Connessione. Per maggiori dettagli sull'impianto di rete per la connessione, si rimanda al relativo progetto sottoposto al Distributore ai fini della verifica di congruità e rilascio del benessere tecnico di competenza.

2. DEFINIZIONI

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure di distribuzione di cui è proprietaria.

Dispositivo Di Generatore (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

Dispositivo Di Interfaccia (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

Dispositivo Generale di utente (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

Impianto di rete per la connessione

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

Impianto di utenza per la connessione

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;

Impianto per la connessione

L'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

Impianto di utenza

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

Punto di consegna

Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.

Punto di consegna per utenti attivi

Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la

completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Punto di misura

Il punto di misura è il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.

Punto di connessione

Punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.

Utente della rete del distributore (o utente)

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Utente attivo

Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione della linea elettrica di connessione sono:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo” CEI 016 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 8 | 50

- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)”;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- DK5940 ed.2.2 Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di ENEL distribuzione;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 9 | 50

- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);
- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

4. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "Salomone 1 S.r.l.", ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **12.992,4 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Distribuzione di media tensione a 20 kV, a mezzo di n° 2 cabine di consegna collegate in antenna con la Cabina Primaria AT/MT di Nicosia.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione risulta suddiviso in 2 sezioni, denominate **Sottoimpianto A da 6.496,2 kWp** e **sottoimpianto B da 6.496,2 kWp**.

Di seguito, verranno descritte le caratteristiche delle *Opere di Utenza* costituenti le due sezioni di generazione, fermo restando che le scelte progettuali adottate potranno subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico.

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 11 | 50

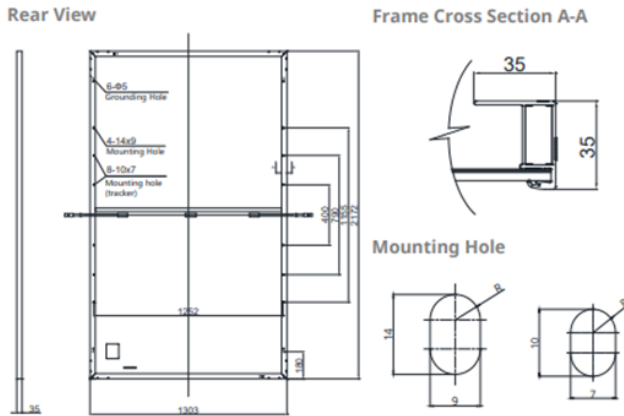
4.1. Sottoimpianto A

La sezione di generazione denominata “Sottoimpianto A” ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **6.496,2 kWp**.

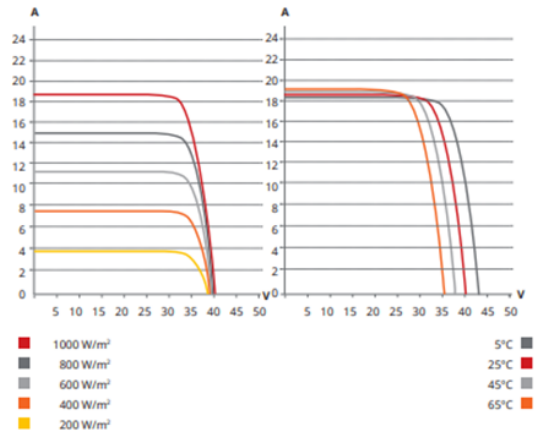
Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l’effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell’attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell’energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Canadian Solar da 600Wp**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, **premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.**

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	433 W	437 W	441 W	445 W	448 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.9 V	32.0 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.66 A	13.70 A	13.74 A	13.76 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.4 V	38.6 V	38.7 V	38.9 V
Short Circuit Current (Isc)	14.74 A	14.77 A	14.82 A	14.87 A	14.90 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	32.5 kg (71.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 6: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Per massimizzare la producibilità energetica si è scelto di adottare n° 39 inverter di tipo multistringa **SMA da 150 kVA**, a cui verranno collegate in parallelo 10/11 stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

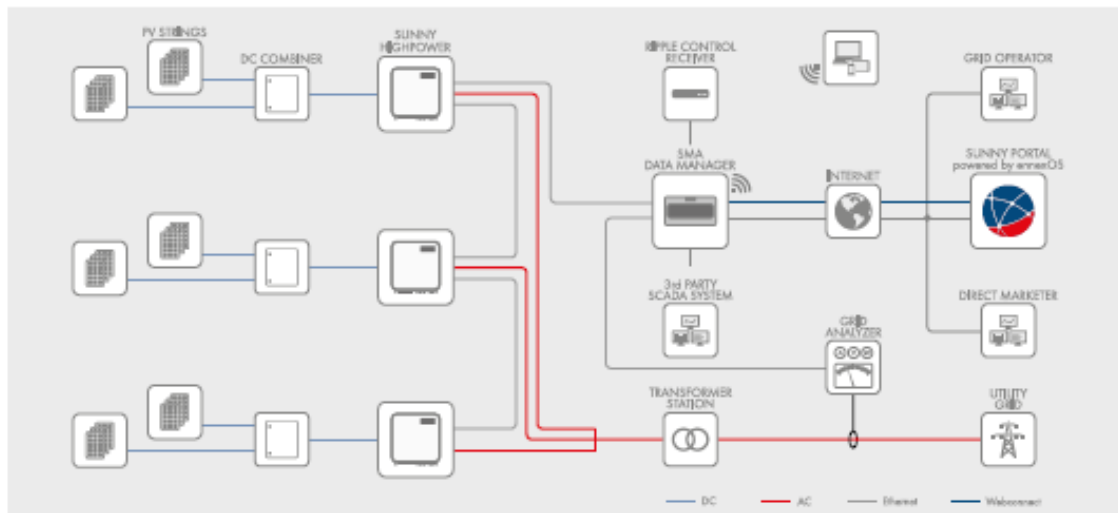
Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 13 | 50



Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC; III; DC; II	I / AC; III; DC; II
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	< 69 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 150 mm ²)	
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (selection)	IEC/EN 62109-1/2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (p-16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions Status: 10/ 2020		
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

SHP 100-20: Model on page 1, page 2, page 3, page 4, page 5, page 6, page 7, page 8, page 9, page 10, page 11, page 12, page 13, page 14, page 15, page 16, page 17, page 18, page 19, page 20, page 21, page 22, page 23, page 24, page 25, page 26, page 27, page 28, page 29, page 30, page 31, page 32, page 33, page 34, page 35, page 36, page 37, page 38, page 39, page 40, page 41, page 42, page 43, page 44, page 45, page 46, page 47, page 48, page 49, page 50, page 51, page 52, page 53, page 54, page 55, page 56, page 57, page 58, page 59, page 60, page 61, page 62, page 63, page 64, page 65, page 66, page 67, page 68, page 69, page 70, page 71, page 72, page 73, page 74, page 75, page 76, page 77, page 78, page 79, page 80, page 81, page 82, page 83, page 84, page 85, page 86, page 87, page 88, page 89, page 90, page 91, page 92, page 93, page 94, page 95, page 96, page 97, page 98, page 99, page 100, page 101, page 102, page 103, page 104, page 105, page 106, page 107, page 108, page 109, page 110, page 111, page 112, page 113, page 114, page 115, page 116, page 117, page 118, page 119, page 120, page 121, page 122, page 123, page 124, page 125, page 126, page 127, page 128, page 129, page 130, page 131, page 132, page 133, page 134, page 135, page 136, page 137, page 138, page 139, page 140, page 141, page 142, page 143, page 144, page 145, page 146, page 147, page 148, page 149, page 150, page 151, page 152, page 153, page 154, page 155, page 156, page 157, page 158, page 159, page 160, page 161, page 162, page 163, page 164, page 165, page 166, page 167, page 168, page 169, page 170, page 171, page 172, page 173, page 174, page 175, page 176, page 177, page 178, page 179, page 180, page 181, page 182, page 183, page 184, page 185, page 186, page 187, page 188, page 189, page 190, page 191, page 192, page 193, page 194, page 195, page 196, page 197, page 198, page 199, page 200, page 201, page 202, page 203, page 204, page 205, page 206, page 207, page 208, page 209, page 210, page 211, page 212, page 213, page 214, page 215, page 216, page 217, page 218, page 219, page 220, page 221, page 222, page 223, page 224, page 225, page 226, page 227, page 228, page 229, page 230, page 231, page 232, page 233, page 234, page 235, page 236, page 237, page 238, page 239, page 240, page 241, page 242, page 243, page 244, page 245, page 246, page 247, page 248, page 249, page 250, page 251, page 252, page 253, page 254, page 255, page 256, page 257, page 258, page 259, page 260, page 261, page 262, page 263, page 264, page 265, page 266, page 267, page 268, page 269, page 270, page 271, page 272, page 273, page 274, page 275, page 276, page 277, page 278, page 279, page 280, page 281, page 282, page 283, page 284, page 285, page 286, page 287, page 288, page 289, page 290, page 291, page 292, page 293, page 294, page 295, page 296, page 297, page 298, page 299, page 300, page 301, page 302, page 303, page 304, page 305, page 306, page 307, page 308, page 309, page 310, page 311, page 312, page 313, page 314, page 315, page 316, page 317, page 318, page 319, page 320, page 321, page 322, page 323, page 324, page 325, page 326, page 327, page 328, page 329, page 330, page 331, page 332, page 333, page 334, page 335, page 336, page 337, page 338, page 339, page 340, page 341, page 342, page 343, page 344, page 345, page 346, page 347, page 348, page 349, page 350, page 351, page 352, page 353, page 354, page 355, page 356, page 357, page 358, page 359, page 360, page 361, page 362, page 363, page 364, page 365, page 366, page 367, page 368, page 369, page 370, page 371, page 372, page 373, page 374, page 375, page 376, page 377, page 378, page 379, page 380, page 381, page 382, page 383, page 384, page 385, page 386, page 387, page 388, page 389, page 390, page 391, page 392, page 393, page 394, page 395, page 396, page 397, page 398, page 399, page 400, page 401, page 402, page 403, page 404, page 405, page 406, page 407, page 408, page 409, page 410, page 411, page 412, page 413, page 414, page 415, page 416, page 417, page 418, page 419, page 420, page 421, page 422, page 423, page 424, page 425, page 426, page 427, page 428, page 429, page 430, page 431, page 432, page 433, page 434, page 435, page 436, page 437, page 438, page 439, page 440, page 441, page 442, page 443, page 444, page 445, page 446, page 447, page 448, page 449, page 450, page 451, page 452, page 453, page 454, page 455, page 456, page 457, page 458, page 459, page 460, page 461, page 462, page 463, page 464, page 465, page 466, page 467, page 468, page 469, page 470, page 471, page 472, page 473, page 474, page 475, page 476, page 477, page 478, page 479, page 480, page 481, page 482, page 483, page 484, page 485, page 486, page 487, page 488, page 489, page 490, page 491, page 492, page 493, page 494, page 495, page 496, page 497, page 498, page 499, page 500, page 501, page 502, page 503, page 504, page 505, page 506, page 507, page 508, page 509, page 510, page 511, page 512, page 513, page 514, page 515, page 516, page 517, page 518, page 519, page 520, page 521, page 522, page 523, page 524, page 525, page 526, page 527, page 528, page 529, page 530, page 531, page 532, page 533, page 534, page 535, page 536, page 537, page 538, page 539, page 540, page 541, page 542, page 543, page 544, page 545, page 546, page 547, page 548, page 549, page 550, page 551, page 552, page 553, page 554, page 555, page 556, page 557, page 558, page 559, page 560, page 561, page 562, page 563, page 564, page 565, page 566, page 567, page 568, page 569, page 570, page 571, page 572, page 573, page 574, page 575, page 576, page 577, page 578, page 579, page 580, page 581, page 582, page 583, page 584, page 585, page 586, page 587, page 588, page 589, page 590, page 591, page 592, page 593, page 594, page 595, page 596, page 597, page 598, page 599, page 600, page 601, page 602, page 603, page 604, page 605, page 606, page 607, page 608, page 609, page 610, page 611, page 612, page 613, page 614, page 615, page 616, page 617, page 618, page 619, page 620, page 621, page 622, page 623, page 624, page 625, page 626, page 627, page 628, page 629, page 630, page 631, page 632, page 633, page 634, page 635, page 636, page 637, page 638, page 639, page 640, page 641, page 642, page 643, page 644, page 645, page 646, page 647, page 648, page 649, page 650, page 651, page 652, page 653, page 654, page 655, page 656, page 657, page 658, page 659, page 660, page 661, page 662, page 663, page 664, page 665, page 666, page 667, page 668, page 669, page 670, page 671, page 672, page 673, page 674, page 675, page 676, page 677, page 678, page 679, page 680, page 681, page 682, page 683, page 684, page 685, page 686, page 687, page 688, page 689, page 690, page 691, page 692, page 693, page 694, page 695, page 696, page 697, page 698, page 699, page 700, page 701, page 702, page 703, page 704, page 705, page 706, page 707, page 708, page 709, page 710, page 711, page 712, page 713, page 714, page 715, page 716, page 717, page 718, page 719, page 720, page 721, page 722, page 723, page 724, page 725, page 726, page 727, page 728, page 729, page 730, page 731, page 732, page 733, page 734, page 735, page 736, page 737, page 738, page 739, page 740, page 741, page 742, page 743, page 744, page 745, page 746, page 747, page 748, page 749, page 750, page 751, page 752, page 753, page 754, page 755, page 756, page 757, page 758, page 759, page 760, page 761, page 762, page 763, page 764, page 765, page 766, page 767, page 768, page 769, page 770, page 771, page 772, page 773, page 774, page 775, page 776, page 777, page 778, page 779, page 780, page 781, page 782, page 783, page 784, page 785, page 786, page 787, page 788, page 789, page 790, page 791, page 792, page 793, page 794, page 795, page 796, page 797, page 798, page 799, page 800, page 801, page 802, page 803, page 804, page 805, page 806, page 807, page 808, page 809, page 810, page 811, page 812, page 813, page 814, page 815, page 816, page 817, page 818, page 819, page 820, page 821, page 822, page 823, page 824, page 825, page 826, page 827, page 828, page 829, page 830, page 831, page 832, page 833, page 834, page 835, page 836, page 837, page 838, page 839, page 840, page 841, page 842, page 843, page 844, page 845, page 846, page 847, page 848, page 849, page 850, page 851, page 852, page 853, page 854, page 855, page 856, page 857, page 858, page 859, page 860, page 861, page 862, page 863, page 864, page 865, page 866, page 867, page 868, page 869, page 870, page 871, page 872, page 873, page 874, page 875, page 876, page 877, page 878, page 879, page 880, page 881, page 882, page 883, page 884, page 885, page 886, page 887, page 888, page 889, page 890, page 891, page 892, page 893, page 894, page 895, page 896, page 897, page 898, page 899, page 900, page 901, page 902, page 903, page 904, page 905, page 906, page 907, page 908, page 909, page 910, page 911, page 912, page 913, page 914, page 915, page 916, page 917, page 918, page 919, page 920, page 921, page 922, page 923, page 924, page 925, page 926, page 927, page 928, page 929, page 930, page 931, page 932, page 933, page 934, page 935, page 936, page 937, page 938, page 939, page 940, page 941, page 942, page 943, page 944, page 945, page 946, page 947, page 948, page 949, page 950, page 951, page 952, page 953, page 954, page 955, page 956, page 957, page 958, page 959, page 960, page 961, page 962, page 963, page 964, page 965, page 966, page 967, page 968, page 969, page 970, page 971, page 972, page 973, page 974, page 975, page 976, page 977, page 978, page 979, page 980, page 981, page 982, page 983, page 984, page 985, page 986, page 987, page 988, page 989, page 990, page 991, page 992, page 993, page 994, page 995, page 996, page 997, page 998, page 999, page 1000.

Figura 7: scheda tecnica inverter

Committente:		Progettista:	
SALOMONE 1 S.R.L.			
		Pag. 14 50	

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- **la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;**
- **la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;**
- **la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;**
- **la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.**

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- 10° C per le zone fredde;

0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) \quad [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}(\theta_{min})$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = U_{oc}(25^\circ C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc}(25^\circ C)$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc}(25^\circ C) - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}}) = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70-80^\circ\text{C}$.
-

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:
-

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{\text{MPPT min INVERTER}}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 16 | 50

essendo U_{MPPT} min INVERTER la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa, Max} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- $I_{stringa, Max}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a $1000W/m^2$.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{max FV} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{max Inverter}$$

dove:

- $I_{max FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{max inverter}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che le strutture di sostegno dei moduli scelte possono alloggiare fino a 27 moduli, è stato verificato il corretto coordinamento supponendo di realizzare stringhe fotovoltaiche da 27 moduli, ottenendo esito positivo.

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in n° 3 sottocampi fotovoltaici, per ognuno dei quali è previsto un locale di trasformazione BT/MT:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 2.154,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.170,8 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 2.170,8 kWp;

per una potenza complessiva di 6.496,2 kWp.

I locali menzionati verranno collegati al quadro elettrico generale di media tensione, installato all'interno della cabina di raccolta, ciascuno a mezzo di una linea elettrica in cavo interrato a 20 kV ad elica visibile adatto per posa interrata.

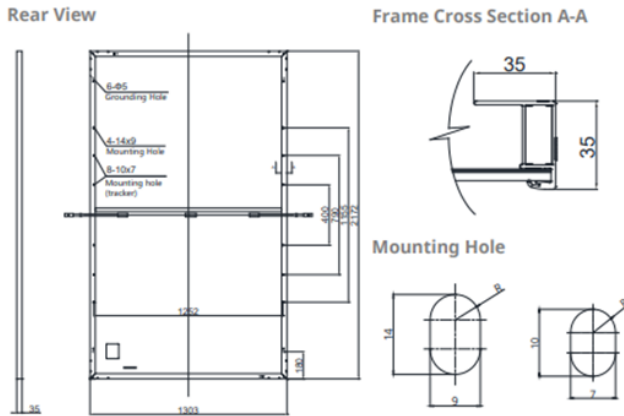
4.2. Sottoimpianto B

La sezione di generazione denominata “Sottoimpianto A” ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **6.496,2 kWp**.

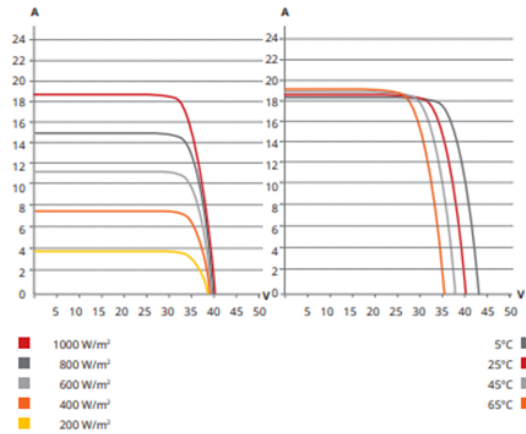
Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l’effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell’attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell’energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Canadian Solar da 600Wp**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, **premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.**

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	433 W	437 W	441 W	445 W	448 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.9 V	32.0 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.66 A	13.70 A	13.74 A	13.76 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.4 V	38.6 V	38.7 V	38.9 V
Short Circuit Current (Isc)	14.74 A	14.77 A	14.82 A	14.87 A	14.90 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	32.5 kg (71.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

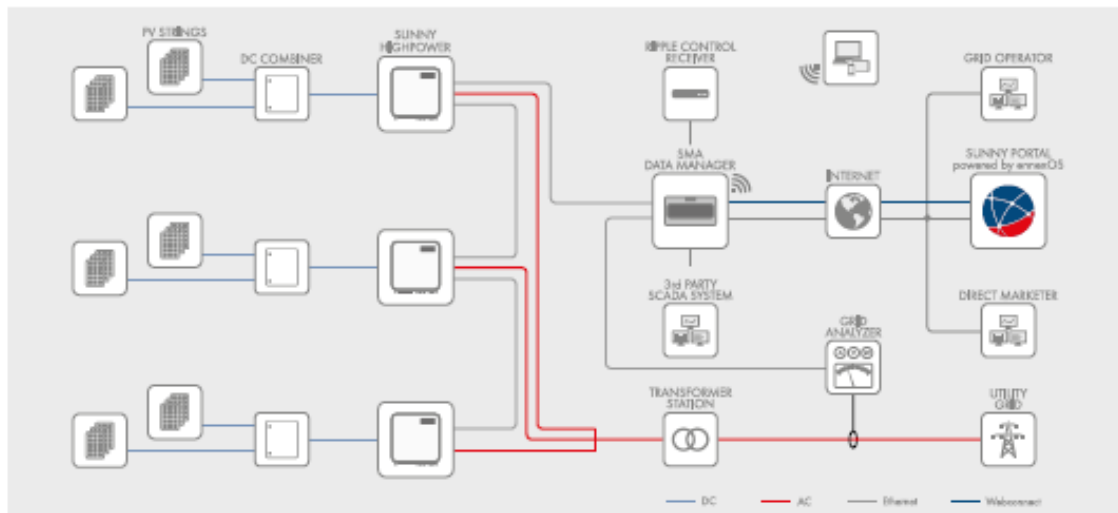
* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 8: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Per massimizzare la producibilità energetica si è scelto di adottare n° 39 inverter di tipo multistringa **SMA da 150 kVA**, a cui verranno collegate in parallelo 10/11 stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:



Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC; III; DC; II	I / AC; III; DC; II
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	< 69 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 1.50 mm ²)	
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (selection)	IEC/EN 62109-1/2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (p-16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions Status: 10/ 2020		
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

SHP 100-20: Model: see page 1; grid code: see page 2; safety: see page 3; technical data: see page 4; dimensions: see page 5; weight: see page 6; noise: see page 7; self-consumption: see page 8; topology: see page 9; cooling: see page 10; protection: see page 11; features: see page 12; warranty: see page 13; certificates: see page 14; status: 10/ 2020

SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

Figura 9: scheda tecnica inverter

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- **la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;**
- **la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;**
- **la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;**
- **la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.**

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) \quad [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}(\theta_{min})$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = U_{oc}(25^\circ C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc}(25^\circ C)$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc}(25^\circ C) - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$
essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV}}(\theta_{\text{min.}}) = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}}) = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV}}(\theta_{\text{min.}}) = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70-80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 22 | 50

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot [U_{MPPT \text{ modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa, \text{ Max}} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- $I_{stringa, \text{ Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m^2 .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che le strutture di sostegno dei moduli scelte possono alloggiare fino a 27 moduli, è stato verificato il corretto coordinamento supponendo di realizzare stringhe fotovoltaiche da 27 moduli, ottenendo esito positivo.

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in n° 3 sottocampi fotovoltaici, per ognuno dei quali è previsto un locale di trasformazione BT/MT:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 2.154,6 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.170,8 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 2.170,8 kWp;

per una potenza complessiva di 6.496,2 kWp.

I locali menzionati verranno collegati al quadro elettrico generale di media tensione, installato all'interno della cabina di raccolta, ciascuno a mezzo di una linea elettrica in cavo interrato a 20 kV ad elica visibile adatto per posa interrata.

5. COMPONENTISTICA IMPIEGATA

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

5.1. Moduli fotovoltaici

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, a fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino Canadian Solar di potenza pari a 600Wp, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5 ; E=1000 W/m² ; T=25 °C) sono di seguito riportate:

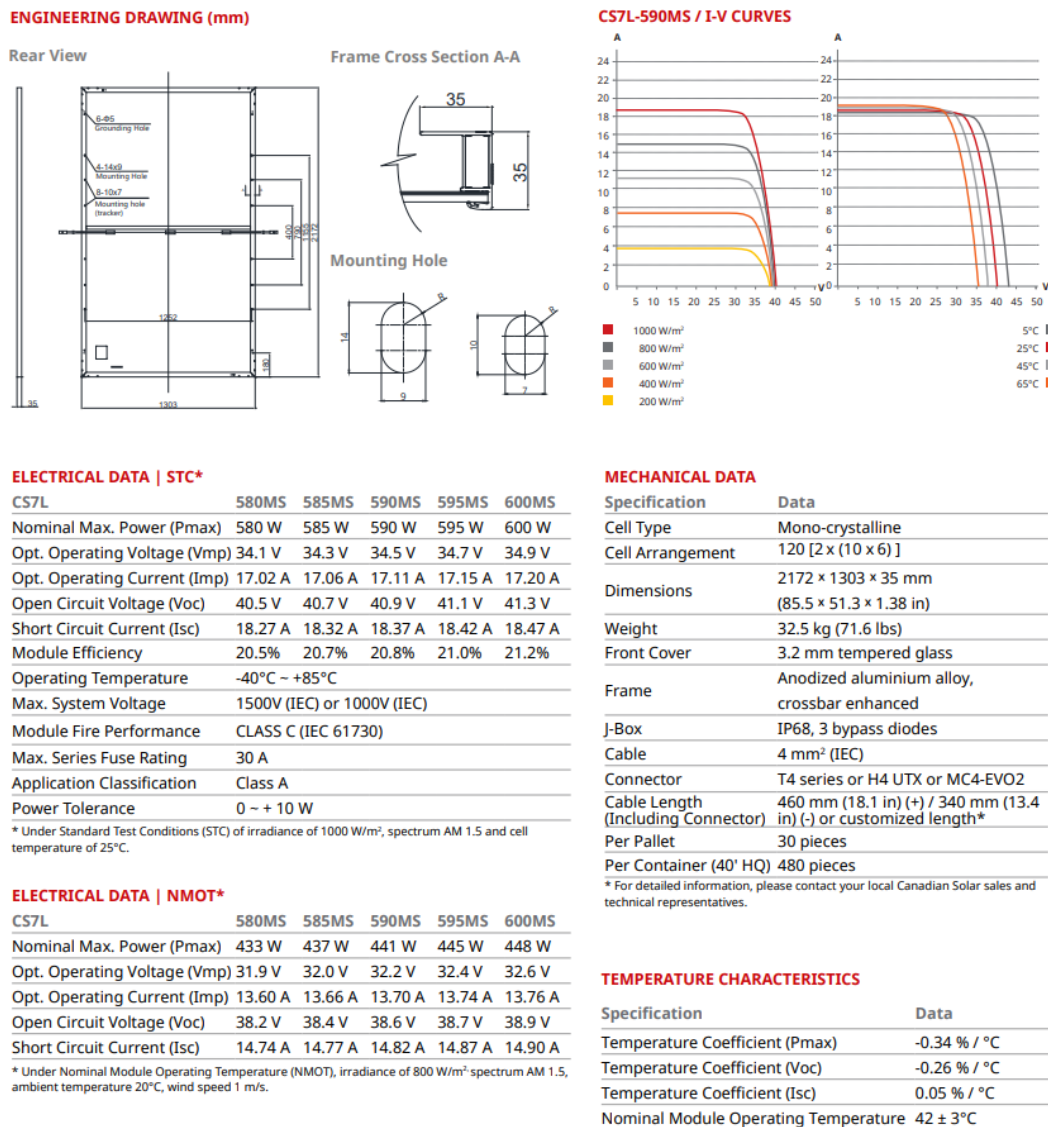


Figura 10: scheda tecnica moduli fotovoltaici

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le **stringhe fotovoltaiche da 27 moduli**.

5.2. Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto in progetto, del tipo fisso, prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Est-Ovest su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 5 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da due componenti:

- I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
- La struttura porta moduli, composta da profilati in alluminio, sulla quale verrà posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale 28 moduli).

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione.

5.3. Quadri parallelo stringhe

I quadri di parallelo stringhe QPS hanno la funzione di collegare in parallelo le varie stringhe di moduli.

I QPS verranno montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli e saranno equipaggiati con le seguenti apparecchiature:

- N. 1 interruttore di manovra sezionatore con fusibile per ciascuna stringa;
- N. 1 diodo di blocco per ciascuna stringa;
- N.1 sezionatore sotto carico, attraverso cui disconnettere l'intero quadro;
- N.1 scaricatore di sovratensione per ogni polo.

La struttura dei QPS sarà in resina autoestinguente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene. Ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.



Figura 11: esempio tipico di quadro parallelo stringhe

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre di collegamento saranno di rame elettrolitico e i cavi unipolari di sezione opportuna.

La morsettiera generata conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra, dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

I quadri, adatti per l'installazione all'esterno, avranno le seguenti caratteristiche:

- materiale antiurto ed autoestinguente;
- inalterabilità per temperatura $-10 / +50$ °C;
- grado di protezione IP 65.

I criteri applicati ai fini del dimensionamento elettrico dei vari componenti del quadro parallelo stringhe sono di seguito riportati.

5.3.1. Interruttori di manovra sezionatori IMS con fusibili

Per il corretto dimensionamento degli interruttori di manovra e dei fusibili sono state applicate le condizioni di seguito riportate:

$$U_{nIMS} \geq 1,2 U_{oc\ stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800\text{ V}$$

$$I_{nIMS} \geq 1,25 I_{sc} = 1,25 \times 18,47 = 23,09\text{ A}$$

$$U_{nFusibile} \geq 1,2 U_{oc\ stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800\text{ V}$$

$$1,25 I_{sc} \leq I_{nFusibile} \leq I_{max} = 2 \times I_{sc}$$

$$23,09 \leq I_{nFusibile} \leq 36,94$$



Figura 12: fusibili per applicazioni fotovoltaiche

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 28 | 50

5.3.2. Diodi di blocco

Per il corretto dimensionamento dei diodi di blocco sono state applicate le seguenti condizioni:

$$\text{Un diodo} \geq 2 U_{oc} \text{ stringa} = 2 \times (\approx 1500) = 3000 \text{ V}$$

$$\text{In diodo} \geq 1,25 I_{sc} = 18,47 = 23,09 \text{ A}$$



Figura 13: diodi di blocco

5.3.3. Sezionatore sottocarico

Per il corretto dimensionamento dei diodi di blocco sono state applicate le seguenti condizioni:

$$\text{Un IMS} \geq 1,2 U_{oc} \text{ stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800 \text{ V}$$

$$\text{In IMS} \geq N \text{ stringhe max} \times 1,25 I_{sc} = 11 \times 1,25 \times 18,47 = 254 \text{ A}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 29 | 50

5.3.4. Scaricatore di sovratensione

Per il corretto dimensionamento degli scaricatori di sovratensione sono state applicate le seguenti condizioni:

$$U_c \geq 1,2 U_{oc} \text{ stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800 \text{ V}$$

$$I_{max} \geq 5 \text{ kA}$$



Figura 14: scaricatori di sovratensione per applicazioni fotovoltaiche

Si fa presente che la scelta dei componenti sopra menzionati, verrà fatta in fase di progettazione esecutiva, a valle dell'ottenimento delle Autorizzazioni necessarie alla costruzione dell'impianto.

5.4. Linee BT in corrente continua

Di seguito vengono riportati i criteri applicati ai fini del dimensionamento elettrico dei cavi della sezione in corrente continua.

In questa fase della progettazione, si prevede di utilizzare **cavi solari per la connessione delle stringhe ai quadri di parallelo e cavi ordinari di bassa tensione per la connessione dei quadri di parallelo agli inverter. Eventuali varianti, saranno adottate in fase di progettazione esecutiva.**

Per il dimensionamento dei cavi di stringa è stata considerata una corrente di impiego I_b pari a:

$$I_b = 1,25 I_{sc} = 1,25 \times 18,47 = 23,09 \text{ A}$$

Ipotizzando delle condizioni di posa di tipo standard, ovvero cavi direttamente esposti alla luce del sole, la condizione applicata ai fini della determinazione della sezione commerciale è la seguente:

$$I_b \leq I_z = I_{zo} K_1$$

Il coefficiente K_1 , applicato per tenere conto di una temperatura di posa differente da quella standard, è stato valutato con la seguente relazione:

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 30 | 50

$$K_1 = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - \theta_o}} = \sqrt{\frac{125 - 80}{125 - 60}} = 0,83$$

In questa fase della progettazione la scelta ricade su un cavo avente le seguenti caratteristiche:

$$S = 1 \times 10 \text{ mm}^2$$

$$I_{zo} = 95 \text{ A}$$

$$U_o/U = 1800 \text{ V dc} / 1200 \text{ V ac}$$

Per quanto attiene ai cavi di collegamento dei quadri elettrici di sottocampo al gruppo di conversione, è stata assunta una **corrente di impiego pari alla somma delle massime correnti erogabili dalle stringhe interconnesse in parallelo**. Facendo riferimento al caso più sfavorevole ed assumendo le stesse condizioni di posa e di installazione, la scelta potrà ricadere su un cavo avente le caratteristiche di seguito indicate:

$$S = 1 \times 300 \text{ mm}^2$$

$$I_{zo} = 429 \text{ A}$$

$$U_o/U = 1800 \text{ V dc} / 1200 \text{ V ac}$$



Figura 15: esempi di cavi solari per posa in aria

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

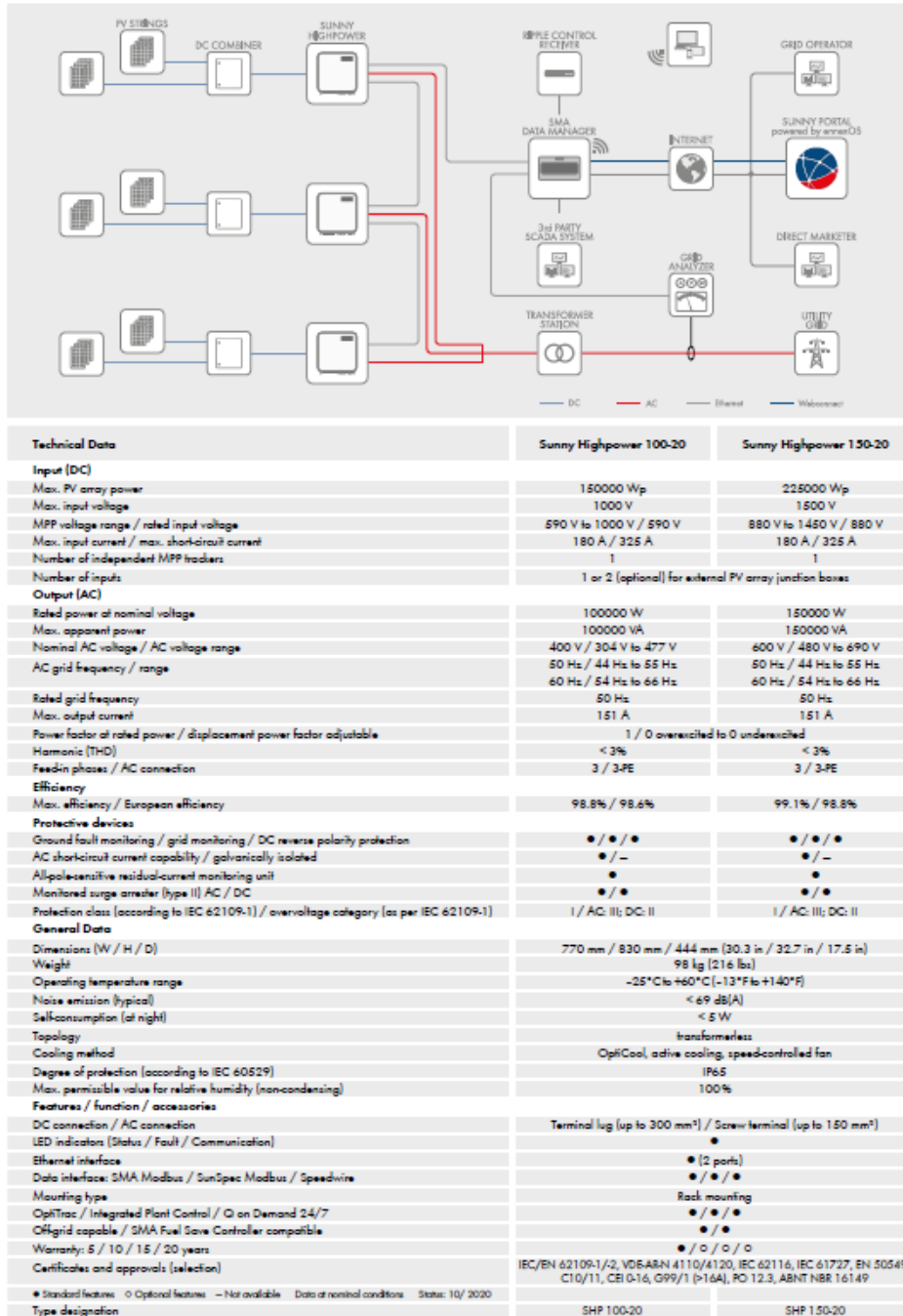
Progettista:



Pag. 31 | 50

5.5. Gruppi di Conversione dell'energia elettrica

Il layout di impianto proposto prevede l'utilizzo di inverter multistringa **SMA da 150 kW**, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:



SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

Figura 16: scheda tecnica inverter

Complessivamente verranno utilizzati n° 78 inverter da 150 kW per una potenza complessiva di **11.700 kW**.

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 32 | 50

5.6. Trasformatori di potenza

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un **trasformatore di potenza BT/MT isolato in resina, dimensionato in funzione della potenza apparente nominale dell'inverter sotteso**. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di trasformatori da 2000 kVA, le cui caratteristiche sono deducibili dal datasheet sotto riportato:

Classe di isolamento 24 kV

Perdite Ao-Ak-Bk -
Reg. UE548/2014

CODICE	POTENZA (KVA)	Po - Ao (W)	Pcc - (W)	Pcc - (W)	Vcc% (%)	Io (%)	DIMENSIONI			PESO (Kg)
							L	P	H	
ECOTR0100Y4001	100	280	2050	Bk	6	1,8	1250	800	1200	980
ECOTR0160Y4001	160	400	2900	Bk	6	1,7	1400	800	1200	1100
ECOTR0200Y4001	200	460	3350	Bk	6	1,7	1400	800	1400	1150
ECOTR0250Y4001	250	520	3800	Bk	6	1,5	1400	800	1450	1250
ECOTR0315Y4001	315	635	4650	Bk	6	1,5	1400	800	1650	1350
ECOTR0400Y4001	400	750	5500	Bk	6	1,3	1500	800	1650	1500
ECOTR0500Y4001	500	925	6550	Bk	6	1,1	1600	800	1650	1650
ECOTR0630Y4001	630	1100	7800	Bk	6	1	1600	800	1750	1750
ECOTR0800Y4001	800	1300	8000	Ak	6	1	1600	1000	1850	2100
ECOTR1000Y4001	1000	1550	9000	Ak	6	0,9	1650	1000	1900	2600
ECOTR1250Y4001	1250	1800	11000	Ak	6	0,9	1750	1000	1900	2900
ECOTR1600Y4001	1600	2200	13000	Ak	6	0,7	1800	1300	2100	3600
ECOTR2000Y4001	2000	2600	16000	Ak	6	0,6	1950	1300	2150	4200
ECOTR2500Y4001	2500	3100	19000	Ak	6	0,5	2850	1300	2250	4800
ECOTR3150Y4001	3150	3800	22000	Ak	6	0,4	3150	1350	2450	5200

Figura 17: scheda tecnica trasformatori di potenza

5.7. Linee elettriche di collegamento tra il quadro generale MT e i trasformatori MT/BT

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, il layout di impianto prevede la realizzazione di **n° 6 linee elettriche di media tensione a 20 kV** in cavo interrato ad elica visibile **ARE4H5EX 12/20 kV**, ciascuna delle quali risulta a servizio del rispettivo sottocampo fotovoltaico. Le linee, sono state dimensionate in funzione della potenza da trasmettere applicando i criteri di seguito illustrati.

5.7.1. Linea MT n° 1

La linea MT n° 1, a servizio del sottocampo fotovoltaico n° 1, è stata dimensionata ipotizzando le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore, pari a circa 58 A.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{z0} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 97 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 0,8 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 12/20 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 12/20 \text{ kV}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 34 | 50

$$U_{max} = 24 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

CARATTERISTICHE ELETTRICHE							
Nome	Capacità nominale [μF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 12/20 kV 50 mm ² SK1	0,21	0,141	0,641	0,822	188	167	4,7
ARE4H5E(X) 12/20 kV 70 mm ² SK1	0,235	0,133	0,443	0,568	231	205	6,6
ARE4H5E(X) 12/20 kV 95 mm ² SK1	0,262	0,126	0,32	0,411	281	245	9
ARE4H5E(X) 12/20 kV 120 mm ² SK1	0,288	0,121	0,253	0,325	325	279	11,3
ARE4H5E(X) 12/20 kV 150 mm ² SK1	0,307	0,117	0,206	0,265	366	312	14,2
ARE4H5E(X) 12/20 kV 185 mm ² SK1	0,333	0,113	0,164	0,211	421	353	17,5

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pesi, formati e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' puramente indicativa.
Versione 1.3 Generato 25/06/20 www.nexans.it Pagina 4 / 5




Figura 18: Scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

5.7.2. Linea MT n° 2

La linea MT n° 2, a servizio del sottocampo fotovoltaico n° 2, è stata dimensionata ipotizzando le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore, pari a circa 58 A.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$3) I_z = I_{zo} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

$$4) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K₁ è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K₂ è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K₃ è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K₄ è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 97 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 0,8 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 12/20 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_o/U = 12/20 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 24 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 36 | 50

CARATTERISTICHE ELETTRICHE							
Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 12/20 kV 50 mm ² SK1	0,21	0,141	0,641	0,822	188	167	4,7
ARE4H5E(X) 12/20 kV 70 mm ² SK1	0,235	0,133	0,443	0,568	231	205	6,6
ARE4H5E(X) 12/20 kV 95 mm ² SK1	0,262	0,126	0,32	0,411	281	245	9
ARE4H5E(X) 12/20 kV 120 mm ² SK1	0,288	0,121	0,253	0,325	325	279	11,3
ARE4H5E(X) 12/20 kV 150 mm ² SK1	0,307	0,117	0,206	0,265	366	312	14,2
ARE4H5E(X) 12/20 kV 185 mm ² SK1	0,333	0,113	0,164	0,211	421	353	17,5

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pesi, formato e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' puramente indicativa.
Versione 1.3 Generato 25/06/20 www.nexans.it Pagina 4 / 5




Figura 19: Scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

5.7.3. Linea MT n° 3

La linea MT n° 3, a servizio del sottocampo fotovoltaico n° 3, è stata dimensionata ipotizzando le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore, pari a circa 58 A.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$5) I_z = I_{zo} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

$$6) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K_1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K_2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K_3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K_4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 97 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 0,8 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 12/20 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_o/U = 12/20 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 24 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 38 | 50

CARATTERISTICHE ELETTRICHE							
Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 12/20 kV 50 mm ² SK1	0,21	0,141	0,641	0,822	188	167	4,7
ARE4H5E(X) 12/20 kV 70 mm ² SK1	0,235	0,133	0,443	0,568	231	205	6,6
ARE4H5E(X) 12/20 kV 95 mm ² SK1	0,262	0,126	0,32	0,411	281	245	9
ARE4H5E(X) 12/20 kV 120 mm ² SK1	0,288	0,121	0,253	0,325	325	279	11,3
ARE4H5E(X) 12/20 kV 150 mm ² SK1	0,307	0,117	0,206	0,265	366	312	14,2
ARE4H5E(X) 12/20 kV 185 mm ² SK1	0,333	0,113	0,164	0,211	421	353	17,5

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pesi, formato e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' puramente indicativa.
Versione 1.3 Generato 25/06/20 www.nexans.it Pagina 4 / 5




Figura 20: Scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

5.7.4. Linea MT n° 4

La linea MT n° 4, a servizio del sottocampo fotovoltaico n° 4, è stata dimensionata ipotizzando le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa non inferiore di 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore, pari a circa 58 A.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$7) I_z = I_{zo} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

$$8) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K_1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K_2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K_3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K_4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 97 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 0,8 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 12/20 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_o/U = 12/20 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 24 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 40 | 50

CARATTERISTICHE ELETTRICHE							
Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 12/20 kV 50 mm ² SK1	0,21	0,141	0,641	0,822	188	167	4,7
ARE4H5E(X) 12/20 kV 70 mm ² SK1	0,235	0,133	0,443	0,568	231	205	6,6
ARE4H5E(X) 12/20 kV 95 mm ² SK1	0,262	0,126	0,32	0,411	281	245	9
ARE4H5E(X) 12/20 kV 120 mm ² SK1	0,288	0,121	0,253	0,325	325	279	11,3
ARE4H5E(X) 12/20 kV 150 mm ² SK1	0,307	0,117	0,206	0,265	366	312	14,2
ARE4H5E(X) 12/20 kV 185 mm ² SK1	0,333	0,113	0,164	0,211	421	353	17,5

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pesi, formato e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' puramente indicativa.
Versione 1.3 Generato 25/06/20 www.nexans.it Pagina 4 / 5




Figura 21: Scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

5.7.5. Linea MT n° 5

La linea MT n° 5, a servizio del sottocampo fotovoltaico n° 5, è stata dimensionata ipotizzando le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore, pari a circa 58 A.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$9) I_z = I_{zo} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

$$10) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K_1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K_2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K_3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K_4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 97 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 0,8 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 12/20 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_o/U = 12/20 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 24 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 42 | 50

CARATTERISTICHE ELETTRICHE							
Nome	Capacità nominale [μF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 12/20 kV 50 mm ² SK1	0,21	0,141	0,641	0,822	188	167	4,7
ARE4H5E(X) 12/20 kV 70 mm ² SK1	0,235	0,133	0,443	0,568	231	205	6,6
ARE4H5E(X) 12/20 kV 95 mm ² SK1	0,262	0,126	0,32	0,411	281	245	9
ARE4H5E(X) 12/20 kV 120 mm ² SK1	0,288	0,121	0,253	0,325	325	279	11,3
ARE4H5E(X) 12/20 kV 150 mm ² SK1	0,307	0,117	0,206	0,265	366	312	14,2
ARE4H5E(X) 12/20 kV 185 mm ² SK1	0,333	0,113	0,164	0,211	421	353	17,5

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pesi, formato e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' puramente indicativa.
Versione 1.3 Generato 25/06/20 www.nexans.it Pagina 4 / 5




Figura 22: Scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

5.7.6. Linea MT n° 6

La linea MT n° 6, a servizio del sottocampo fotovoltaico n° 6, è stata dimensionata ipotizzando le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la corrente nominale dell'avvolgimento MT del trasformatore, pari a circa 58 A.

In accordo al criterio sopra citato, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicura una portata I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$11) I_z = I_{zo} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

$$12) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K_1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K_2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K_3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K_4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 97 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 0,8 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 12/20 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_o/U = 12/20 \text{ kV}$$

$$U_{max} = 24 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 44 | 50

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 12/20 kV 50 mm ² SK1	0,21	0,141	0,641	0,822	188	167	4,7
ARE4H5E(X) 12/20 kV 70 mm ² SK1	0,235	0,133	0,443	0,568	231	205	6,6
ARE4H5E(X) 12/20 kV 95 mm ² SK1	0,262	0,126	0,32	0,411	281	245	9
ARE4H5E(X) 12/20 kV 120 mm ² SK1	0,288	0,121	0,253	0,325	325	279	11,3
ARE4H5E(X) 12/20 kV 150 mm ² SK1	0,307	0,117	0,206	0,265	366	312	14,2
ARE4H5E(X) 12/20 kV 185 mm ² SK1	0,333	0,113	0,164	0,211	421	353	17,5

Tutte le illustrazioni, i disegni, le specifiche, i programmi e particolari di vario genere su pesi, formato e dimensioni contenuti nella documentazione tecnica o commerciale di Nexans e' puramente indicativa.
Versione 1.3 Generato 25/06/20 www.nexans.it Pagina 4 / 5




Figura 23: Scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:



Pag. 45 | 50

5.8. Quadro elettrico generale di media tensione

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, in ciascun sottoimpianto verrà realizzata una cabina di raccolta, adiacente alla cabina di consegna del Distributore, all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione.

Entrambi i quadri saranno costituiti da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura:



Figura 24: esempio tipico di quadro elettrico di MT

Nello specifico, lo schema del quadro prevede i seguenti scomparti MT:

- 1 scomparto interruttore di manovra sezionatore, dotato di sezionatore di linea/sezionatore di terra e dispositivo di controllo dell'isolamento verso terra;
- N° 1 scomparto Dispositivo Generale;
- N° 3 scomparti partenza linea MT;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

Lo scomparto risalita cavi è costituito da un sezionatore di linea/terra, dotato di dispositivo di controllo dell'isolamento verso terra ed eventuali TA e TV di misura:

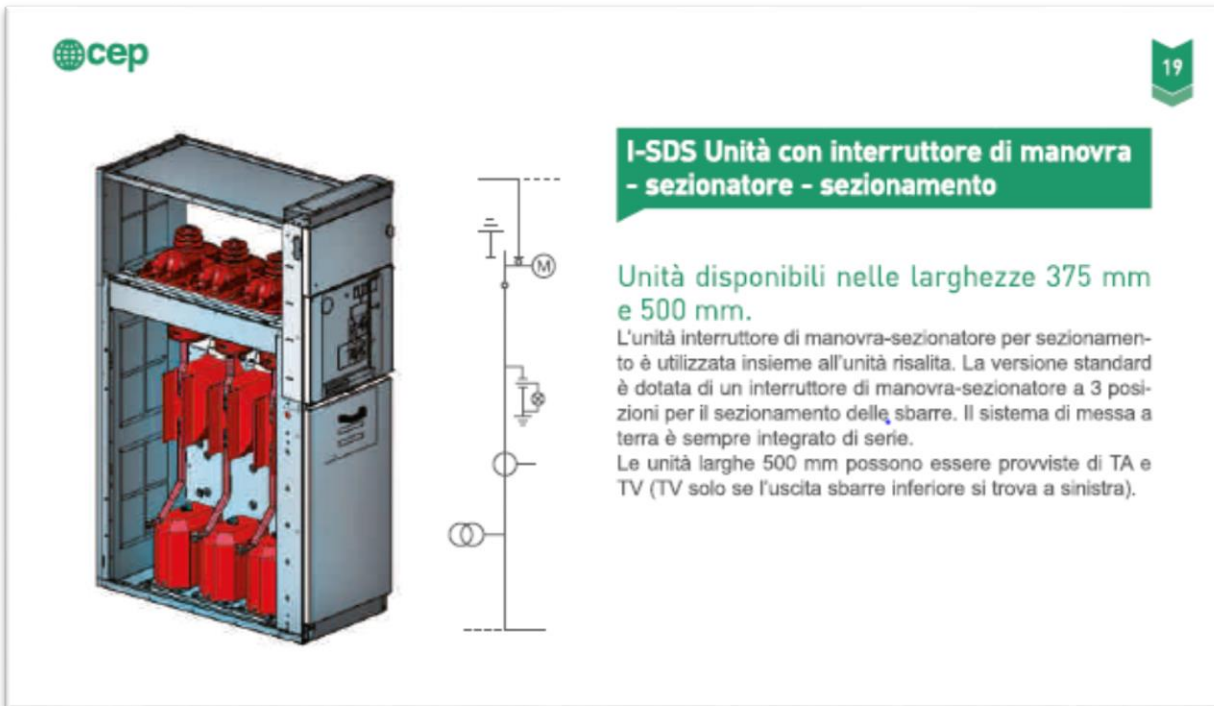


Figura 25: scomparto risalita cavi

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà corredato dai seguenti relè di protezione:

- 1) Protezione di massima corrente di fase a tre soglie:
 - I> per la protezione contro i sovraccarichi;
 - I>> per la protezione contro i guasti polifase su impedenza
 - I>>> per la protezione contro i guasti polifase di tipo franco;
- 2) Protezione di massima corrente omopolare I₀;
- 3) Protezione direzionale di terra 67N.

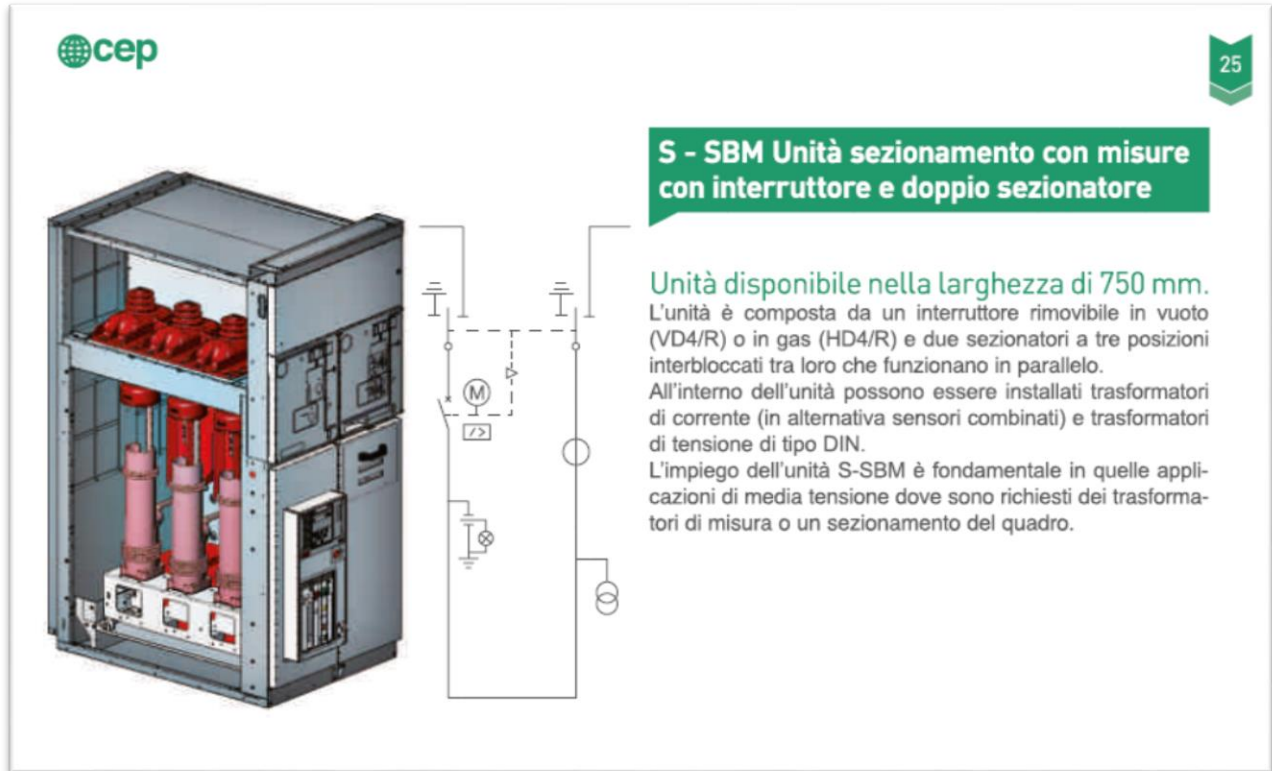


Figura 26: scomparto dispositivo generale

Ciascuno scomparto partenza linea, da cui verranno derivate le linee MT verso il campo fotovoltaico, sarà costituito da un sezionatore di linea con a valle un interruttore, corredato dai seguenti relè di protezione di massima corrente e di interfaccia:

- Protezione I>> e I>>>;
- Protezione I0>>;
- protezione 67 N;
- protezione 27;
- protezione 59;
- protezione 59N;
- protezione 81>;
- protezione 81<.



Figura 27: scomparto partenza linea verso il campo FV

È previsto inoltre uno scomparto Interruttore di manovra sezionatore con fusibile, per la protezione del trasformatore MT/BT servizi ausiliari. All'interno del vano trasformatore, verrà installato anche il quadro elettrico di bassa tensione, da cui verranno derivate le linee BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Per la protezione delle linee BT dalle sovracorrenti verranno utilizzati interruttori automatici di tipo magnetotermico mentre per la protezione contro i contatti indiretti si utilizzeranno sganciatori differenziali.



Figura 28: scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

5.9. Servizi di cabina

All'interno dei locali cabina si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in bt appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale (trasformatore servizi ausiliari di cabina).

Committente:

SALOMONE 1 S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 50 | 50