

Regione Siciliana



Comune di Ramacca  
Città Metropolitana di Catania

## PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DI TIPO ELETTROCHIMICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 35.635,60 kWp (FV) + DC 26.040 kW (BESS) E POTENZA NOMINALE AC 56.440 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) - C/DA MARGHERITO SOPRANO



Elaborato:

### CRITERI DI DIMENSIONAMENTO E SCHEDE TECNICHE DEI COMPONENTI UTILIZZATI

Relazione:

Redatto:

Approvato:

Rilasciato:

**REL\_19**

AP ENGINEERING

AP ENGINEERING

Foglio A4

Prima Emissione

Progetto:

IMPIANTO  
MARGHERITO

Data:

26/04/2023

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.  
Via Alessandro Algardi, 4 - 20148 Milano (MI)

Cantiere:

IMPIANTO MARGHERITO  
C/DA MARGHERITO SOPRANO

Progettista:



## INDICE

1. INTRODUZIONE.....	2
2. GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	3
3. CAVI DI STRINGA.....	10
4. GRUPPI DI CONVERSIONE.....	12
5. CAVI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE IN CORRENTE ALTERNATA.....	13
6. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE .....	17
7. TRASFORMATORI DI POTENZA .....	18
8. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE DELLE CABINE DI CAMPO.....	20
9. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE .....	22
10. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE MACROBLOCCO 1.....	28
11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE BESS.....	30
12. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE 30 KV CABINA DI TRASFORMAZIONE 30/36KV .....	32
13. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI BASSA TENSIONE SERVIZI AUSILIARI .....	34
14. SISTEMA DI ACCUMULO .....	35

## 1. INTRODUZIONE

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, che la Società Sorgenia Renewables S.R.L. (“SR” o “la Società”) intende realizzare nel Comune di Ramacca (CT), in C/da Margheria Soprano.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, l’impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **35.635,60 kWp** e sarà integrato da un **sistema di accumulo** elettrico di tipo elettrochimico da **26.040 kW/52.080 MWh in configurazione AC-Coupling**:

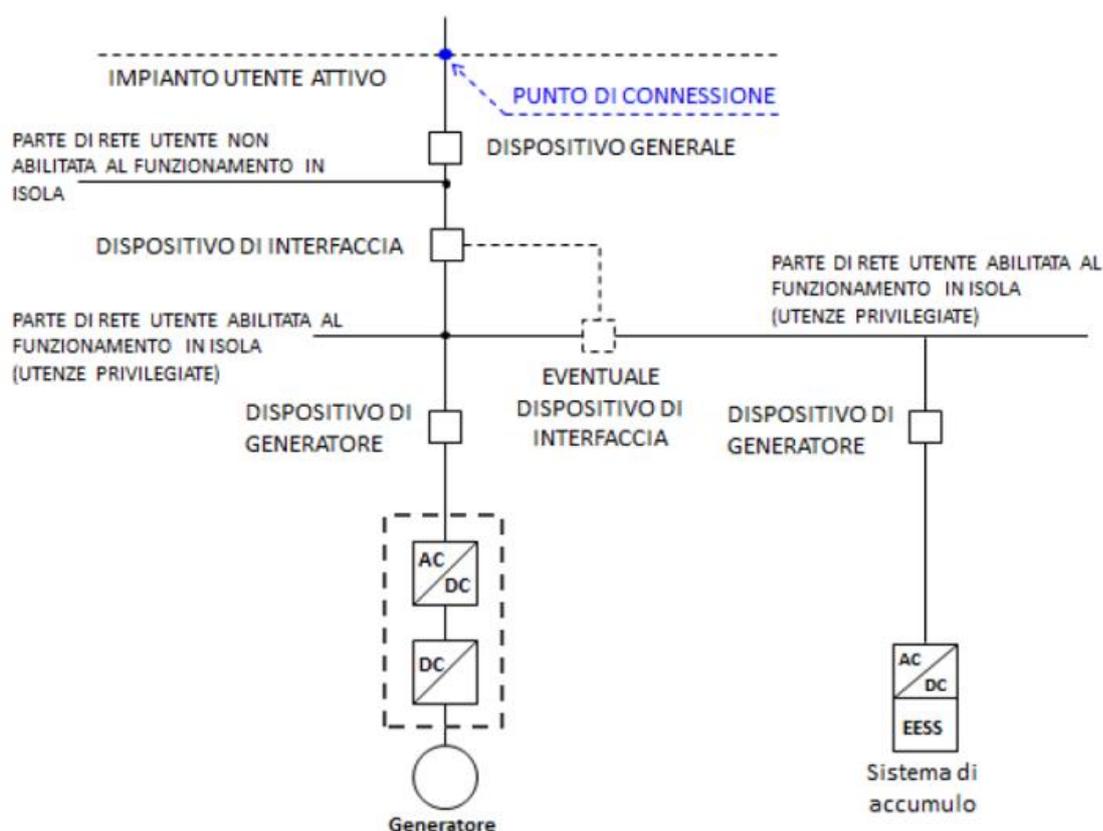


Figura 1: schema tipico di sistema impianto fotovoltaico integrato da un sistema di accumulo in configurazione AC-Coupling

Nel presente elaborato, verranno descritti i criteri applicati ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico del BOS –“Balance of System” o resto del sistema, inteso come l’insieme dei componenti costituenti un impianto fotovoltaico esclusi i moduli.

Le scelte tecniche adottate, si riferiscono alla progettazione definitiva dell’impianto e potranno subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico e della disponibilità del mercato.

## 2. GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico è quella parte di impianto che converte l'energia solare direttamente in energia elettrica, sfruttando l'effetto fotovoltaico, senza l'utilizzo di combustibili fossili.

In fase di progettazione definitiva, ai fini del dimensionamento è stato applicato il criterio della superficie disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento che possono inficiare sulla producibilità dell'impianto e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

Considerando che si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **550 Wp** e che il generatore avrà una potenza di picco pari a **35.635,60 kWp**, il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a **64.792**, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N^{\circ} \text{ MODULI} = \frac{P_n \text{ generatore [Wp]}}{P_n \text{ modulo [Wp]}} = 64.792$$

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:

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

Tenendo conto del fatto che gli inverter scelti in fase di progettazione definitiva, sono di tipo **Huawei da 200 kW**, 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;
- $\beta$  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  $1000W/m^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

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:

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

dove  $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$  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  $\theta_{\text{max}}$  pari a  $70\text{-}80^\circ\text{C}$ .

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:

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

essendo  $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$  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:

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 6 | 35

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

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 i valori delle grandezze nominali dei moduli e degli inverter scelti, per il rispetto delle precedenti condizioni di verifica è necessario realizzare **stringhe elettriche da 26 moduli in serie**.

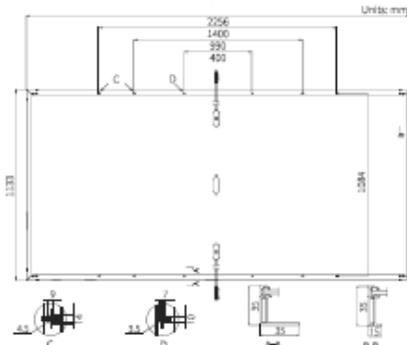
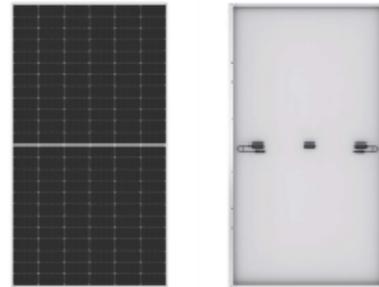
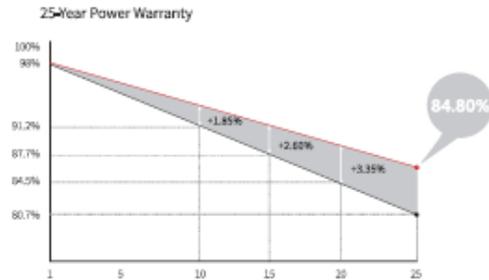
I principali dati di targa dei moduli e degli inverter, utilizzati ai fini del corretto coordinamento elettrico, sono deducibili dalle schede tecniche di seguito riportate.

# Hi-MO 5m

# LR5-72HPH 530~550M

<b>21.5%</b> MAX MODULE EFFICIENCY	<b>0~+5W</b> POWER TOLERANCE	<b>&lt;2%</b> FIRST YEAR POWER DEGRADATION	<b>0.55%</b> YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	<b>HALF-CELL</b> Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

### Additional Value



### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -300mm length can be customized
Connector	LONGI LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256x1133x35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

### Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s		STC		NOCT		STC		NOCT	
	LR5-72HPH-530M	LR5-72HPH-535M	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M							
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	550	410.7	550	410.7
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	49.80	46.69	49.80	46.69
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /A)	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> /V)	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	41.95	39.06	41.95	39.06
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> /A)	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	13.12	10.52	13.12	10.52
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5		21.5	

### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V <sub>oc</sub> and I <sub>sc</sub> 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

### 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 I <sub>sc</sub>	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.350%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.  
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20210701V13)

Figura 2: scheda tecnica moduli fotovoltaici

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 8 | 35

SUN2000-215KTL-H0  
**Technical Specifications**

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



Figura 3: scheda tecnica inverter

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 9 | 35

### 3. CAVI DI STRINGA

Per il cablaggio delle stringhe fotovoltaiche, è previsto l'utilizzo di cavi solari H1Z2Z2-K adatti per posa in aria.

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata ( $I_z$ ), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito ( $I_B$ ):

$$I_B \leq I_z = I_{zo} K_1 K_2 \quad (1)$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego del circuito, pari alla corrente di stringa;
- $I_z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- $I_{zo}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- $K_1$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura ambiente è diversa da 30°C;
- $K_2$  è il fattore di correzione della portata da applicare per circuiti realizzati con cavi in fascio o a strato.

Assumendo condizioni di posa standard, considerando una corrente di impiego pari alla corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico (18,42 A) e incrementandola, cautelativamente, del 25%, sopra, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times I_{sc} \leq I_z = I_{zo}$$

da cui:

$$I_z \geq 1,25 I_{sc} = 23,025 \text{ A} \quad (1)$$

Consultando i cataloghi tecnici dei **cavi solari H1Z2Z2-K**, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la (1) è quella da 1,5 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, dovendo limitare le cadute di tensione e le perdite di potenza attiva per effetto Joule e considerando che le condizioni di posa potranno effettive potranno differire da quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, cautelativamente si è scelto di utilizzare cavi da 10 mm<sup>2</sup>. La scelta adottata verrà verificata **in fase di progettazione esecutiva**.

Basse Tension Bassa Tensione		<b>H1Z2Z2-K</b>					Photovoltaïque Fotovoltaico		
Formation	Ø approx. conducteur	Épaisseur moyenne isolant	Épaisseur moyenne gaine	Ø approx. production	Poids approx. câble	Résistance électrique max à 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera		
Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C	
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A	
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24	
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33	
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44	
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70	
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95	
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107	
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142	
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176	
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221	
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278	
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333	
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390	
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453	
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515	
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620	

Figura 4: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

#### 4. GRUPPI DI CONVERSIONE

In fase di progettazione definitiva, si è scelto di utilizzare inverter multistringa Huawei SUN2000-215 KTL, i quali verranno distribuiti lungo il campo fotovoltaico in posizione quanto più possibile baricentrica rispetto alle stringhe fotovoltaiche ad essi afferenti, e montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli. Fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva, di seguito viene riportato il datasheet del convertitore scelto:

SUN2000-215KTL-H0  
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



Figura 5: Datasheet inverter

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 12 | 35

## 5. CAVI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE IN CORRENTE ALTERNATA

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente alternata, consentiranno di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno dei locali di trasformazione BT/MT.

Il dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata ( $I_z$ ), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito ( $I_B$ ).

La portata di un cavo, come è noto, dipende dai parametri che influiscono sul bilancio termico a regime e dunque dalla potenza termica sviluppata (sezione e resistività del conduttore), dalla potenza termica ceduta all'ambiente circostante (condizioni di posa) e dal tipo di isolante.

In fase di progettazione definitiva, si è scelto di utilizzare cavi BT per posa interrata di tipo **FG70R da installare all'interno di tubi protettivi in PE, di diametro non inferiore a 120 mm.**

Definita la tipologia di cavo e le condizioni di posa, ai fini del corretto dimensionamento dei circuiti, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (2)$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego del circuito;
- $I_z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- $I_{z0}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- $K_1$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- $K_2$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti;
- $K_3$  è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,2m;
- $K_4$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

*La corrente di impiego  $I_B$  di ciascuna linea è stata assunta prudenzialmente pari alla massima corrente erogabile dall'inverter scelto, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI-UNEL 35026:*

**Tabella F2.14** Fattore di correzione  $K_1$  per temperature del terreno diverse da 20 °C (da norma CEI-UNEL 35026)

Temperatura del terreno (°C)	Tipo di isolante	
	PVC	EPR-XLPE
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

**Tabella F2.15** Fattore di correzione  $K_2$  per gruppi di circuiti (cavi unipolari) o di più cavi multipolari installati sullo stesso piano (da norma CEI-UNEL 35026)

**CAVI MULTIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)**

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

**CAVI UNIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)**

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Tabella F2.16 Fattore di correzione $K_3$ per differenti valori della profondità di posa (da norma CEI-UNEL 35026)					
Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tabella F2.17 Fattore di correzione $K_4$ per differenti valori della resistività termica del terreno (da norma CEI-UNEL 35026)		
Resistività del terreno (K m/W)	Fattore di correzione	
	Cavi unipolari	Cavi multipolari
1,0	1,08	1,06
1,2	1,05	1,04
1,5	1,00	1,00
2,0	0,90	0,91
2,5	0,82	0,84

Figura 6: Coefficienti correttivi della portata dei cavi Norma CEI-UNEL 35026

Tenendo conto delle condizioni di posa previste dal progetto, considerando una corrente di impiego pari a circa 144,4 A, un fattore correttivo della portata che tiene conto della presenza di più circuiti nella stessa trincea pari a 0,6 (tubi a contatto) e un fattore correttivo della portata che tiene conto della profondità di posa prevista pari 0,98, la prima sezione commerciale che consente di soddisfare la è quella da 150 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, considerando che le condizioni di posa potranno subire modifiche in fase di progettazione esecutiva si è scelto di adottare cavi da FG7OR da 185 mm<sup>2</sup>, le cui caratteristiche vengono riportate nella scheda tecnica di seguito riportata:

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
3x50+1x25		9.8	1.0	29.90	2142	0.386	141	155
3x70+1x35		11.6	1.1	35.80	3037	0.272	174	194
3x95+1x50		13.3	1.1	40.90	4047	0.206	206	235
3x120+1x70		15.1	1.2	46.95	5327	0.161	238	267
3x150+1x95		16.8	1.4	51.77	6635	0.129	272	-
3x185+1x95		18.6	1.6	56.77	7833	0.106	306	-
3x240+1x150		21.4	1.7	65.90	10476	0.0801	360	-
Pentapolare / Five cores								
5G	1.5	1.6	0.7	12.17	204	13.3	19	14
5G	2.5	2.0	0.7	13.38	266	7.98	21	26
5G	4	2.6	0.7	14.95	361	4.95	32	35
5G	6	3.4	0.7	16.45	471	3.30	41	44
5G	10	4.4	0.7	19.64	756	1.91	55	60
5G	16	5.7	0.7	23.77	1119	1.21	72	80
5G	25	6.9	0.9	26.81	1597	0.78	93	105
5G	35	8.1	0.9	30.86	2140	0.554	114	130
5G	50	9.8	1.0	36.50	3004	0.386	141	155
Multipli / Multicores								
7x	1.5	1.6	0.7	13.15	247	13.3	16	11.5
7x	2.5	2.0	0.7	14.20	343	7.98	21	15.5
10x	1.5	1.6	0.7	15.24	353	13.3	16	11.5
10x	2.5	2.0	0.7	17.74	492	7.98	24	15.5
12x	1.5	1.6	0.7	16.10	360	13.3	12.5	9.5
12x	2.5	2.0	0.7	17.90	537	7.98	25	12.0
16x	1.5	1.6	0.7	18.80	549	13.3	19	9.5
16x	2.5	2.0	0.7	19.90	848	7.98	25	12.0
19x	1.5	1.6	0.7	19.70	612	13.3	19	8.0
19x	2.5	2.0	0.7	22.80	1049	7.98	25	10.5
24x	1.5	1.6	0.7	22.30	733	13.3	19	8.0
24x	2.5	2.0	0.7	25.90	1140	1.98	25	10.5
27x	1.5	1.6	0.8	23.99	829	13.5	19	8.0
27x	2.5	2.0	0.8	26.78	1234	8.1	25	10.5
30x	1.5	1.6	0.8	24.77	894	13.5	19	8.0
30x	2.5	2.0	0.8	27.64	1331	8.1	25	10.5

Tabella 1: Datasheet cavi BT FG7OR

## 6. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

All'interno delle cabine elettriche di trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione per ciascuno dei trasformatori BT/MT previsti. Lo schema elettrico dei quadri, prevede l'utilizzo di un interruttore generale per il collegamento all'avvolgimento BT del trasformatore e interruttori automatici attraverso cui è possibile proteggere sezionare le linee di collegamento con gli inverter (dispositivi di generatori).

Il loro dimensionamento è stato condotto applicando le prescrizioni della Norma CEI 64-8, in base alla quale, per coordinare le caratteristiche dell'interruttore con quelle del cavo da proteggere, è necessario rispettare le due seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z(1)$$

$$I^2_t \leq K^2 S^2$$

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego del circuito;
- $I_n$  è la corrente nominale dell'interruttore;
- $I_z$  è la portata del cavo da proteggere nelle condizioni di posa previste da progetto;
- $I^2_t$  è l'energia specifica passante dell'interruttore;
- $K^2 S^2$  è l'energia massima tollerabile dal cavo.

La prima delle due condizioni sopra citate, garantisce la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro il cortocircuito, è necessario, oltre al rispetto della seconda condizione, che l'interruttore abbia un potere di interruzione non inferiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Pertanto, gli interruttori a protezione delle singole linee BT, dovranno avere una corrente nominale tale da soddisfare la seguente relazione (1).

*Poiché non è stato ancora predisposto il regolamento di esercizio per la connessione dell'impianto di produzione in parallelo alla rete, il valore della corrente di cortocircuito in corrispondenza del punto di consegna non risulta noto, pertanto, non potendo calcolare il valore della corrente di questo in corrispondenza del punto di installazione degli interruttori BT, la loro scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.*

## 7. TRASFORMATORI DI POTENZA

Come indicato nello schema elettrico unifilare, l'impianto fotovoltaico è stato suddiviso in **11 sottocampi fotovoltaici**, per ciascuno dei quali è prevista una cabina elettrica di trasformazione BT/MT equipaggiata con un singolo trasformatore di potenza isolato in resina.



Figura 7: trasformatore di potenza isolato in resina

Le macchine sono state dimensionate in funzione della potenza nominale degli inverter sottesi, a mezzo della relazione di seguito riportata:

$$\text{An trasformatore} \geq \sum \text{An inverter}$$

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, l'impianto di produzione risulta integrato da un sistema di accumulo elettrico di tipo elettrochimico in configurazione AC-Coupling, costituito da apparecchiature per la conversione bidirezionale dell'energia in bassa tensione con trasformazione in media tensione.

Nel suo complesso, è caratterizzato da una potenza nominale pari a **26,04 MW** e da una capacità energetica nominale pari ad **52,08 MWh**, ed è realizzato con sottosistemi, macchine ed apparati di potenza modulare per installazioni outdoor, utilizzando container attrezzati per le varie necessità impiantistiche ed idonei a garantire una facile rimovibilità.

L'impianto risulta essere costituito da n. **14 UAC**, di taglia **1,86 MW** per ognuna delle quali è previsto un **PCS da 1,86 MVA**, il quale si interfaccia con il sistema a 30 kV con l'ausilio di un **trasformatore di potenza BT/MT da 3800 kVA** realizzato con isolamento in resina e con classe F1 di comportamento al fuoco, per motivi di sicurezza vista la vicinanza con le celle elettrochimiche.

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 18 | 35

I principali dati di targa dei trasformatori previsti sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

Power kVA	Uk * %	P <sub>0</sub> W	P <sub>cc</sub> * W	I <sub>0</sub> %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890
1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860
2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860
2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770

\* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Figura 8: datasheet trasformatori

## 8. QUADRI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE DELLE CABINE DI CAMPO

In ciascuna Cabina Elettrica di Trasformazione, è prevista l'installazione di un quadro elettrico di media tensione, costituito da scomparti MT predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

In particolare, lo schema di ciascun quadro, prevede la presenza dei seguenti scomparti:

- Scomparti arrivo linea e partenza linea;
- Scomparto protezione trasformatore.

di cui vengono riportate, simbolicamente le immagini:



Figura 9: scomparto MT partenza linea/arrivo linea



Figura 10: Scomparto MT protezione trasformatore di potenza

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 21 | 35

## 9. CAVI ELETTRICI DI MEDIA TENSIONE

Le cabine elettriche di trasformazione, verranno interconnesse in entra-esce secondo un ordine prestabilito e collegate al quadro elettrico generale di media tensione mediante una linea elettrica di media tensione dedicata, realizzata in cavo tripolare ad elica visibile **ARE4H5EX 18/30kV**, interrata ad una profondità di posa non inferiore a 1,20 m. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, l'impianto risulta suddiviso in due macroblocchi, 1 e 2 rispettivamente oltre al sistema di accumulo e, complessivamente è prevista la realizzazione delle seguenti linee elettriche MT:

### **Linea MT N° 1**

Formazione: 3x1x240 mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

Cabine Interconnesse: 3, 2 e 1.

### **Linea MT N° 2**

Formazione: 3x1x240 mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

Cabine Interconnesse: 4, 6 e 5;

### **Linea MT N° 3**

Formazione: 3x1x240 mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

Cabine Interconnesse: 8, 7 e 9.

### **Linea MT N° 4**

Formazione: 3x1x150 mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

Cabine Interconnesse: 10.

### **Linea MT N° 5**

Formazione: 3x1x185 mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

Cabine Interconnesse: 11 e 12.

### **Linea MT N° 1 storage**

Formazione: 3x1x400 mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

Cabine Interconnesse: 1, 2, 3 e 4.

### Linea MT N° 2 storage

Formazione: 3x1x300 mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

Cabine Interconnesse: 5, 6 e 7.

Il dimensionamento è stato condotto applicando il criterio termico, in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata ( $I_2$ ), nelle condizioni di posa previste dal progetto, sia almeno uguale alla corrente di impegno del circuito ( $I_B$ ).

La portata di un cavo, come è noto, dipende dai parametri che influiscono sul bilancio termico a regime e dunque dalla potenza termica sviluppata (sezione e resistività del conduttore), dalla potenza termica ceduta all'ambiente circostante (condizioni di posa) e dal tipo di isolante.

In fase di progettazione definitiva, sono state ipotizzate le seguenti condizioni di posa:

- Profondità di posa pari a 1,2 m;
- Resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- Temperatura di posa pari a 20°C;
- Numero di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 2, dato che in parte, la trincea di scavo verrà condivisa (per maggiori dettagli si rimanda alle tavole di progetto allegate);
- Cavi disposti a trifoglio.

In questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare **cavi tripolari ad elica visibile** per posa interrata ARE4H5EX 18/30kV.

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 23 | 35



Figura 11: cavi MT tripolari ad elica visibile

Definita la tipologia di cavo e le condizioni di posa, ai fini del corretto dimensionamento dei circuiti, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_B \leq I_z = I_{z0} K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (3)$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego del circuito;
- $I_z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- $I_{z0}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori;
- $K_1$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- $K_2$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti;
- $K_3$  è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,2m;
- $K_4$  è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °K m/W;

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 24 | 35

*Il calcolo della corrente di impiego  $I_B$  della linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale dei trasformatori interconnessi, mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI-UNEL 35026.*

**Tabella F2.14** Fattore di correzione  $K_1$  per temperature del terreno diverse da 20 °C (da norma CEI-UNEL 35026)

Temperatura del terreno (°C)	Tipo di isolante	
	PVC	EPR-XLPE
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

**Tabella F2.16** Fattore di correzione  $K_3$  per differenti valori della profondità di posa (da norma CEI-UNEL 35026)

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

**Tabella F2.17** Fattore di correzione  $K_4$  per differenti valori della resistività termica del terreno (da norma CEI-UNEL 35026)

Resistività del terreno (K m/W)	Fattore di correzione	
	Cavi unipolari	Cavi multipolari
1,0	1,08	1,06
1,2	1,05	1,04
1,5	1,00	1,00
2,0	0,90	0,91
2,5	0,82	0,84

**Tabella F2.15** Fattore di correzione  $K_2$  per gruppi di circuiti (cavi unipolari) o di più cavi multipolari installati sullo stesso piano (da norma CEI-UNEL 35026)

**CAVI MULTIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)**

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

**CAVI UNIPOLARI IN TUBI PROTETTIVI INTERRATI (UN CAVO PER TUBO)**

Numero di cavi	Distanza tra tubi adiacenti (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Figura 12: Fattori correttivi della portata cavi elettrici interrati

Le sezioni scelte, sono state stata verificate anche dal punto di vista della sollecitazione termica in occasione di guasto, attraverso l'applicazione della relazione di seguito riportata:

$$S \geq (I\sqrt{t}) / K \quad (4)$$

dove:

- S è la sezione del cavo scelto;
- I è la corrente di cortocircuito trifase;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore (rame o alluminio);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione, prudenzialmente assunto pari a 1 sec;

ottenendo esito positivo.

Come riscontrabile dall'unifilare, i due macroblocchi verranno collegati al quadro elettrico generale di media tensione a mezzo di una linea MT dedicata, le cui caratteristiche vengono di seguito riportate:

**Linea MT collegamento cabina di raccolta blocco 1 – Cabina di Trasformazione 30/36 kV**

Formazione: 2x[3x[1x400]] mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV

**Linea MT collegamento cabina di raccolta storage – Cabina di Trasformazione 30/36 kV**

Formazione: 3x(1x630)mm<sup>2</sup>

Tipologia di cavo: AREH45EX 18/30 kV.

## 10. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE MACROBLOCCO 1

Il quadro elettrico generale di media tensione a servizio del macroblocco 1 verrà installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, e sarà costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura:



Figura 13: esempio tipico di quadro elettrico di MT

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, il layout del quadro prevede gli scomparti di seguito elencati:

- N° 4 scomparti linea;
- N° 1 scomparto di protezione del trasformatore servizi ausiliari.

Gli scomparti partenza linea MT, ciascuno costituito da un sezionatore di linea ed un interruttore tripolare, saranno dotati delle seguenti protezioni:

- protezione di massima corrente di fase a due soglie ( $I_{>>}$  e  $I_{>>>}$ );
- protezione di massima corrente omopolare a una soglia ( $I_{0>>}$ );
- protezione direzionale di terra a due soglie (67N.S1 e 67N.S2).

Lo scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile.

In generale gli interruttori di linea e l'interruttore generale di media tensione, avranno un potere di interruzione non inferiore a 16 kA e una corrente nominale di 630 A.

In un apposito vano interno al locale Utente, verrà posato in opera un trasformatore MT/BT, per l'alimentazione dei servizi ausiliari, avente le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale: 250kVA;
- Rapporto di trasformazione nominale: 30/0,4kV;
- Tipo di collegamento: Dyn -11.

## 11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE BESS

Il quadro elettrico generale di media tensione a servizio dello storage verrà installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, e sarà costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura:



Figura 14: esempio tipico di quadro elettrico di MT

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, il layout del quadro prevede gli scomparti di seguito elencati:

- N° 3 scomparti linea;
- N° 1 scomparto di protezione del trasformatore servizi ausiliari.

Gli scomparti partenza linea MT, ciascuno costituito da un sezionatore di linea ed un interruttore tripolare, saranno dotati delle seguenti protezioni:

- protezione di massima corrente di fase a due soglie ( $I_{>>}$  e  $I_{>>>}$ );
- protezione di massima corrente omopolare a una soglia ( $IO_{>>}$ );
- protezione direzionale di terra a due soglie (67N.S1 e 67N.S2).

Lo scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile.

In generale gli interruttori di linea e l'interruttore generale di media tensione, avranno un potere di interruzione non inferiore a 16 kA e una corrente nominale di 630 A.

In un apposito vano interno al locale Utente, verrà posato in opera un trasformatore MT/BT, per l'alimentazione dei servizi ausiliari, avente le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale: 250 kVA;
- Rapporto di trasformazione nominale: 30/0,4kV;
- Tipo di collegamento: Dyn -11.

## 12. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE 30 KV CABINA DI TRASFORMAZIONE 30/36KV

Il quadro elettrico generale di media tensione verrà installato all'interno della cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, e sarà costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura:



Figura 15: esempio tipico di quadro elettrico di MT

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, il layout del quadro prevede gli scomparti di seguito elencati:

- N° 5 scomparti linea;
- N° 1 scomparto di protezione del trasformatore servizi ausiliari.

Gli scomparti di protezione della dorsale, saranno dotati del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16, e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- protezione di massima corrente di fase a due soglie ( $I_{>>}$  e  $I_{>>>}$ );
- protezione di massima corrente omopolare a una soglia ( $I_{0>>}$ );
- protezione direzionale di terra a due soglie (67N.S1 e 67N.S2).

Esso svolgerà anche le funzioni di protezione di interfaccia (PI) corredata dai seguenti relè:

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 32 | 35

- protezione di minima tensione (27);
- protezione di massima tensione (59);
- protezione di minima frequenza (81<);
- protezione di massima frequenza (81>);
- protezione di massima tensione omopolare (59N).

Gli scomparti partenza linea MT, ciascuno costituito da un sezionatore di linea ed un interruttore tripolare, saranno dotati invece delle seguenti protezioni:

- protezione di massima corrente di fase a due soglie ( $I_{>>}$  e  $I_{>>>}$ );
- protezione di massima corrente omopolare a una soglia ( $I_{0>>}$ );
- protezione direzionale di terra a due soglie (67N.S1 e 67N.S2).

Lo scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile.

In generale gli interruttori di linea e l'interruttore generale di media tensione, avranno un potere di interruzione non inferiore a 16 kA e una corrente nominale di 630 A.

In un apposito vano interno al locale Utente, verrà posato in opera un trasformatore MT/BT, per l'alimentazione dei servizi ausiliari, avente le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale: 100kVA;
- Rapporto di trasformazione nominale: 30/0,4kV;
- Tipo di collegamento: Dyn -11.

### 13. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI BASSA TENSIONE SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari dell'impianto, saranno alimentati attraverso apposite linee elettriche di bassa tensione FG7OR 0,6/1 kV, derivate dal quadro elettrico generale BT. Le singole derivazioni saranno protette mediante interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, mentre come interruttore generale è previsto l'utilizzo di un interruttore magnetotermico.

Poiché non è stato ancora predisposto il regolamento di esercizio per la connessione dell'impianto di produzione in parallelo alla rete, il valore della corrente di cortocircuito in corrispondenza del punto di consegna non risulta noto, pertanto, non potendo calcolare il valore della corrente di guasto in corrispondenza del punto di installazione degli interruttori BT, la loro scelta verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 34 | 35

## 14. SISTEMA DI ACCUMULO

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, l'impianto di produzione risulta integrato da un sistema di accumulo elettrico di tipo elettrochimico in configurazione AC-Coupling, costituito da apparecchiature per la conversione bidirezionale dell'energia in bassa tensione con trasformazione in media tensione.

Nel suo complesso, è caratterizzato da una potenza nominale pari a **26,04 MW** e da una capacità energetica nominale pari ad **52,08 MWh**, ed è realizzato con sottosistemi, macchine ed apparati di potenza modulare per installazioni outdoor, utilizzando container attrezzati per le varie necessità impiantistiche ed idonei a garantire una facile rimovibilità.

L'impianto risulta essere costituito da n. **14 UAC**, di taglia **1,86 MW** per ognuna delle quali è previsto un **PCS da 1,86 MVA**, il quale si interfaccia con il sistema a 30 kV con l'ausilio di un **trasformatore di potenza BT/MT da 3800 kVA** realizzato con isolamento in resina e con classe F1 di comportamento al fuoco, per motivi di sicurezza vista la vicinanza con le celle elettrochimiche.



Figura 16: particolare blocchi BESS

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 35 | 35