

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DENOMINATO "MARRUBIU" DI POTENZA 57,60 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

COMUNE DI MARRUBIU (OR)

RELAZIONE DESCRITTIVA IMPIANTO ELETTRICO

Committente: IBERDROLA RENOVABLES ITALIA SPA

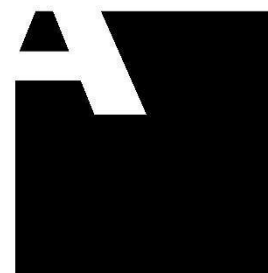


Località: COMUNE DI MARRUBIU (OR)

Cagliari, 06/2024

STUDIO ALCHEMIST

Via Isola Pantelleria 12 - 09126 Cagliari (CA)



Sommario

1.	INTRODUZIONE	3
1.1	DESCRIZIONE DEL PROPONENTE.....	3
1.2	CONTENUTI DELLA RELAZIONE	3
2.	SCOPO DEL PROGETTO.....	5
3.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	6
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	7
4.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA E CARATTERISTICHE DEL SITO	7
5.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	9
5.1	FASE DI COSTRUZIONE E DI ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO	9
5.1.1	LAYOUT DELL'IMPIANTO	10
5.1.2	CARATTERISTICHE DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI.....	10
5.1.3	CAVI BT	11
5.1.4	INVERTER	12
5.1.5	POWER CONVERSION UNIT	14
5.1.6	CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI SOSTEGNO	16
5.1.7	IMPIANTO DI TERRA PER IMPIANTO FV	16
6.	OPERE DI CONNESSIONE	17
6.1	IMPIANTO FOTOVOLTAICO	17
6.2	LINEE IN CAVO AT INTERNE ALL'IMPIANTO	18
6.3	QUADRO DI RACCOLTA AT 36kV	19
6.3.1	IMPIANTO DI TERRA	20
6.3.2	SERVIZI AUSILIARI	20
6.4	ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE ALLA STAZIONE ELETTRICA	20
6.4.1	CARATTERISTICHE.....	20
6.4.2	MODALITÀ DI POSA	20
6.4.3	ATTRAVERSAMENTI.....	20
6.4.4	FASCE DI RISPETTO	21
6.5	CAVO AT 36kV ALLA SE RTN DI ORISTANO.....	21
6.6	PUNTO DI CONNESSIONE	22
6.7	RISPONDENZA AL CODICE DI RETE	22
7.	CONCLUSIONI	22

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto da fonte rinnovabile "fotovoltaica", per conto della società IBERDROLA RENEWABLES ITALIA SPA, in qualità proponente, per la presentazione di una richiesta di connessione alla rete di elettrica di trasmissione di Terna SpA per un nuovo impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare.

Si tratta di un impianto di tipo agrivoltaico che sarà realizzato con pannelli fotovoltaici installati a terra, nell'agro del Comune di Marrubiu (OR) in Sardegna.

L'impianto agrivoltaico sarà composto da 79.996 moduli fotovoltaici Canadian Solar TOPBiHiKu7 da 720 W per una potenza complessiva lato corrente continua pari 57.597,12 kW.

La potenza richiesta in immissione è pari a 51.00 MW.

La connessione dovrà avvenire in alta tensione a 36 kV tramite la realizzazione di un nuovo impianto di rete per la connessione da collegare alla rete RTN.

La tecnologia ad inseguimento scelta per questo impianto fotovoltaico presenta numerosi vantaggi, alcuni tra i quali qui elencati:

- aumento della produzione annua dovuto alla maggiore captazione solare;
- tecnologia modulare, di facile installazione e modifica.

1.1 DESCRIZIONE DEL PROPONENTE

La società IBERDROLA, P.IVA 06977481008 e C.F. 06977481008, con sede legale in Roma (RM) Piazzale dell'industria 40, CAP 00144, in qualità di soggetto proponente del progetto, è la società che si occupa dello sviluppo e della gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili.

1.2 CONTENUTI DELLA RELAZIONE

La presente relazione è volta a descrivere ed illustrare tutti gli elementi caratterizzanti il progetto del nuovo impianto fotovoltaico in area agricola da realizzarsi nel comune di Marrubiu (OR).

Il Capitolo 2 definisce lo scopo del progetto che si intende realizzare.

Il Capitolo 3 riporta invece la normativa tecnica di riferimento relativamente alle opere di connessione.

Nel Capitolo 4 è riportata l'ubicazione geografica del progetto, con una breve analisi del contesto territoriale nell'area dell'impianto.

Il Capitolo 5 fornisce una descrizione degli interventi che verranno svolti nelle varie fasi del progetto, suddivise in fase di costruzione del nuovo impianto, fase di esercizio e fase di smantellamento del nuovo impianto. Contestualmente, verranno illustrate le caratteristiche principali del nuovo impianto fotovoltaico. Nello specifico, verranno dettagliate le caratteristiche tecniche delle componenti caratterizzanti l'impianto quali: pannelli fotovoltaici e struttura di supporto ad inseguimento.

Infine, nel Capitolo 6 vengono illustrate le caratteristiche delle opere di connessione alla rete per l'evacuazione della potenza prodotta, con un maggior dettaglio sulle caratteristiche tecniche dei principali componenti elettrici.

2. SCOPO DEL PROGETTO

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite un sistema di conversione fotovoltaica. La tecnologia solare sarà a terra ovvero da installare su strutture tipo tracker da ubicare nei pressi del comune di Marrubiu (OR).

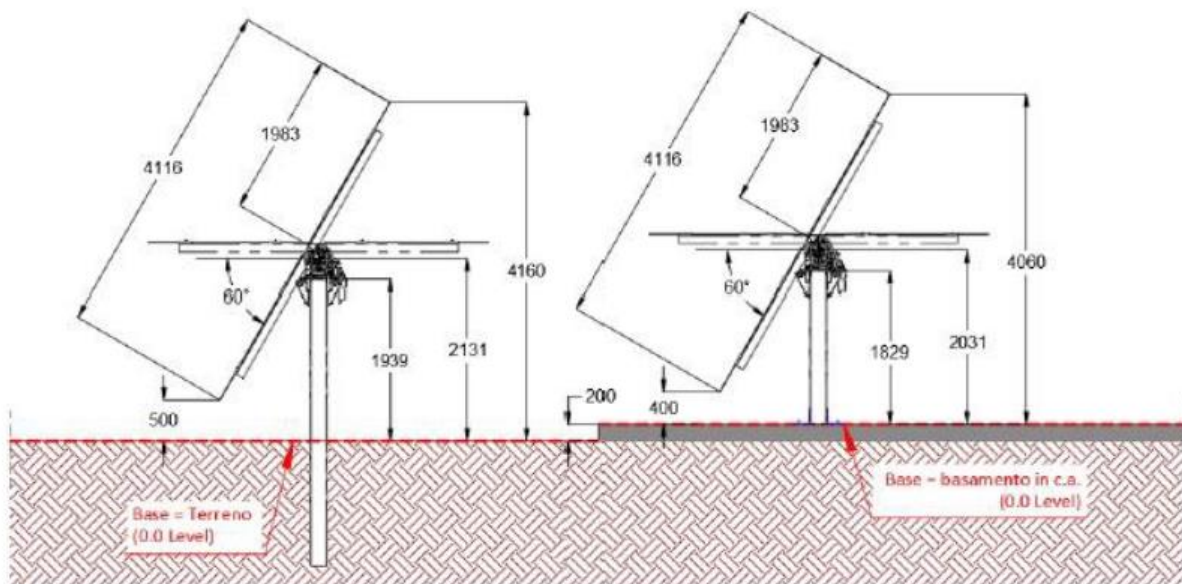
Il progetto prevede una potenza massima in immissione pari a 51MW.

L'impianto è progettato utilizzando la tecnologia ad inseguimento solare monoassiale in direzione Est-Ovest mediante l'installazione di tracker monoassiali 2x28P con rotazione +/-55° e di tracker monoassiali 2x14P con rotazione +/-55°, disposti in direzione Nord-Sud, posti ad un'altezza di circa 2.00, distanza 10.00 in direzione Est-Ovest.

L'impianto sarà del tipo grid connected, cioè, progettato per produrre energia elettrica in collegamento alla Rete Elettrica Nazionale.

La tecnologia consiste nel dettaglio dei seguenti elementi principali:

- moduli;
- tracker monoassiali;
- ancoraggi;
- cavi Elettrici.



3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Nella stesura della presente relazione tecnica, sono state seguite le prescrizioni indicate e applicabili al caso specifico dalle seguenti norme:

- Guida CEI 0-2 II Ed. 2002, "Guida per la definizione della documentazione di progetto per gli Impianti Elettrici".
- DLgs 81/2008 del 9/4/2008 "Testo unico sulla sicurezza".
- DM 37/2008 del 22/1/2008.
- Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- Parte 1: Prescrizioni comuni".
- Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a".
- Norma CEI EN 60529, "Gradi di protezione degli involucri- Classificazione".
- Norma CEI EN 60271-1, "Classificazione delle condizioni ambientali. Parte 1 Parametri ambientali e loro severità".
- Norma CEI EN 61000-2-4, "Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali".
- Norma CEI 11-17, "Linee in cavo".
- Norma IEC 62271-200, "A.C. metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV".
- Norma CEI 64-8, "Impianti elettrici utilizzatori".
- Norma CEI EN 60076, "Trasformatori di potenza".
- Regolamento 548 del 21 maggio 2014.
- DM 15 luglio 2014, "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³".
- Norma CEI 0-16, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica".
- Codice di rete Terna

L'impianto dovrà essere realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei suoi componenti, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare dovranno essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni di Terna SpA (codice di rete);
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Nel presente capitolo si riportano le caratteristiche generali del sito di realizzazione dell'intervento di installazione dell'impianto fotovoltaico, localizzato presso, nel Comune di Marrubiu (OR).

4.1 UBICAZIONE GEOGRAFICA E CARATTERISTICHE DEL SITO

Il progetto è localizzato nel comune di Marrubiu, provincia di Oristano. Le distanze tra il sito di progetto e le città più vicine sono le seguenti:

- pochi metri lineari dalla frazione di Sant'Anna, territorio comunale di Marrubiu;
- 1.5 km lineare dalla frazione di Is Bangius, territorio comunale di Marrubiu;
- 3.5 km lineari dalla frazione Centro Tre, territorio comunale di Marrubiu;
- 5 km lineari dall'insediamento urbano di Marrubiu
- 6 km lineari dal centro di Arborea
- 7 km lineari dalla frazione di Tiria, territorio comunale di Palmas Arborea;
- 7.5 km lineari da Santa Giusta.
- 12.50 km lineari dal centro di Oristano;
- 11.13 km lineari dal Porto Industriale di Oristano.

Localizzazione:

Coordinate Geografiche	Latitudine 39°48'21.38''Nord
	Longitudine 8°39'18.86''Est
Comune	Marrubiu (OR)
Foglio catastale	Comune di Marrubiu – Fogli 1, 2 e 6
Area complessiva	81,77 ha

L'area in esame risulta inclusa nella cartografia catastale:

- Fig. 1 del Comune di **Marrubiu**, particelle 190, 198, 200, 204, 205, 229, 235, 1060, 1064, 237, 992, 755, 239, 765, 764, 752, 743, 223, 744, 254, 241, 243, 1059, 1061, 1062, 1063, 742, 731, 760, 761, 769, 770, 1410, 1411, 225, 202, 196, 192, 194, 188, 197, 199, 206, 208, 754, 753, 210, 207, 189, 218, 1102, 203, 201, 1058, 1057;
- Fig. 2 del Comune di **Marrubiu**, particelle 661, 663, 240, 608, 235, 378, 385, 658, 664, 610;
- Fig. 6 del Comune di **Marrubiu**, particelle 212, 214.

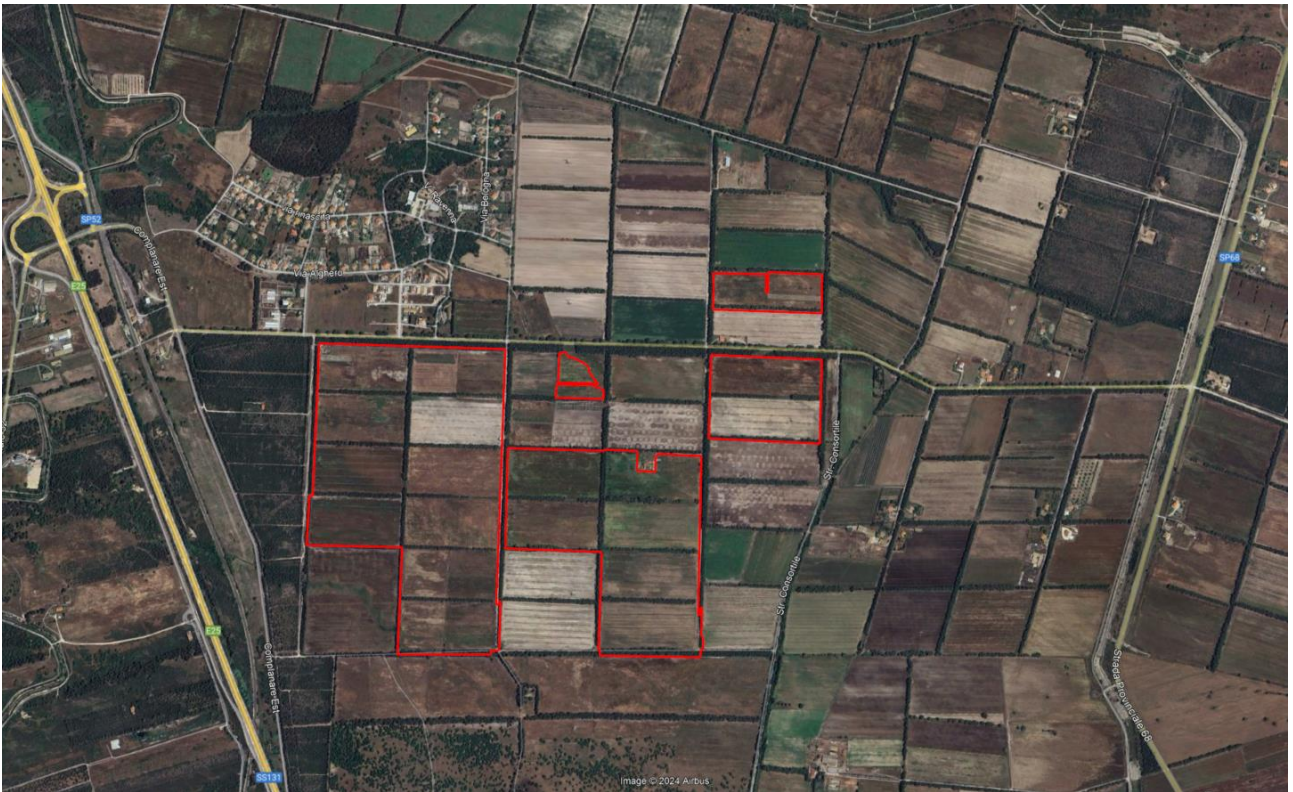


Figura 1 - Area di intervento su ortofoto

5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Come anticipato nei paragrafi precedenti, il progetto in esame prevede l'installazione di un impianto agrivoltaico a terra, in area agricola. Tale progetto prevede dunque la costruzione e l'esercizio di un nuovo impianto agrivoltaico su struttura tipo tracker ad inseguimento solare ed infine la dismissione al termine della vita utile del nuovo impianto.

Il presente capitolo analizza le attività di ciascuna fase progettuale, descrivendo per ogni fase gli interventi che dovranno essere realizzati e le caratteristiche tecniche dei componenti interessati.

L'impianto proposto presenta le seguenti caratteristiche:

- **Pannelli totali:** 79.996 Canadian Solar
- **Tracker da 28x2:** 1411
- **Tracker da 14x2:** 35
- **Interasse:** 10 m
- **Cabine TC tipo 1 (3200/3000):** 17
- **Inverter:** 170
- **Potenza di picco:** 57.597,12 kWp
- **Potenza AC:** 51,00 MW
- **DC/AC:** 1,13

Il progetto si basa sul dimensionamento di N° 17 inverter del tipo Huawei SUN 2000 - 330 KTL-H1 di potenza nominale pari a 0,215 MW facenti capo a cabine di trasformazione accessoriate a garantire la piena regola d'arte.

A ciascun inverter faranno capo n° 23 stringhe da 28 moduli cadauno collegati in serie e del tipo Canadian Solar TOPBiHiKu7, con produzione di picco di 720 W, compatibilmente alla tendenza di massimizzare la taglia dell'impianto con minore incidenza in termini di occupazione del suolo.

Gli inverter, compatibilmente alle recenti tendenze del Grid-Parity, saranno ottimizzati per i costi e presenteranno un rapporto di dimensionamento pari al 108%.

5.1 FASE DI COSTRUZIONE E DI ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO

L'impianto sarà equipaggiato con inverter di stringa installati in prossimità dei pannelli e connessi a trasformatori elevatori BT/AT. I trasformatori elevatori faranno capo ad una cabina di raccolta AT.

Per la connessione alla rete RTN sarà realizzato un quadro di raccolta AT a 36kV da ubicarsi nell'area di impianto, la posizione esatta sarà definita successivamente a valle del ricevimento della soluzione di connessione.

5.1.1 LAYOUT DELL'IMPIANTO

Il layout dell'impianto di nuova costruzione dovrà essere elaborato tenendo in considerazione:

- orografia e morfologia del sito;
- massimizzazione della produzione di energia in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito;
- disposizione dei moduli a mutua distanza sufficiente a contenere e minimizzare le perdite per ombreggiamento.

Sono comunque sempre rispettate le distanze minime per consentire l'accesso facilitato ad ogni componente dell'impianto.

5.1.2 CARATTERISTICHE DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

I pannelli solari che sono stati selezionati per essere installati nell'impianto sono i Canadian Solar TOPBiHiKu7, con produzione di picco di 720 W. Di seguito sono riportate le specifiche tecniche dei pannelli.

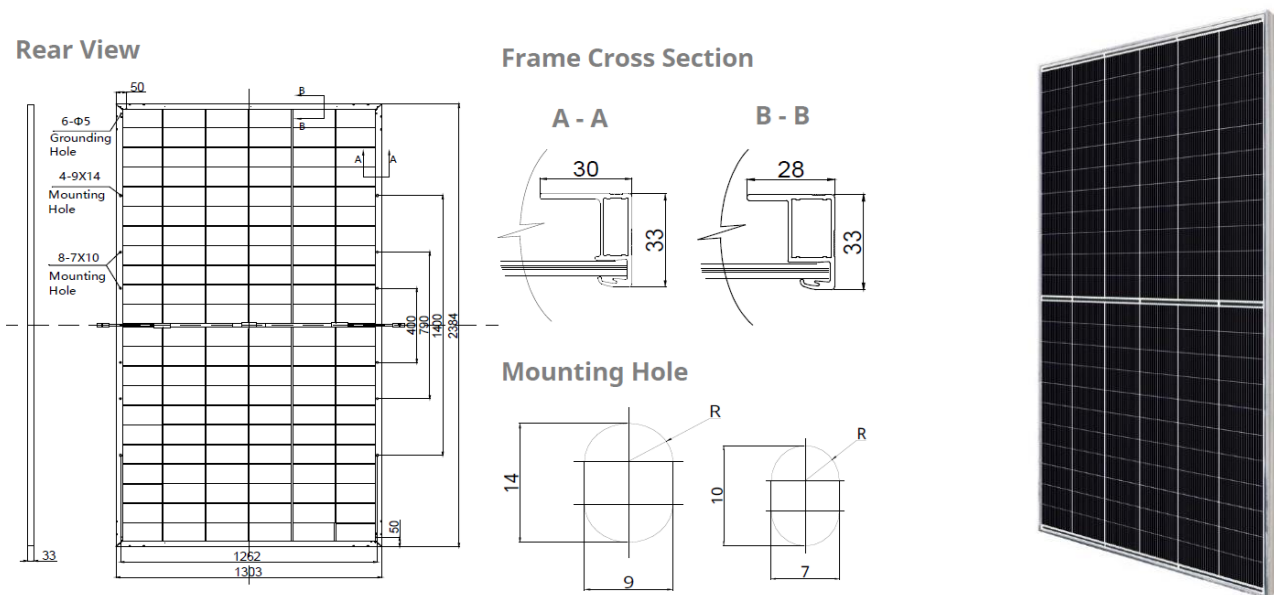
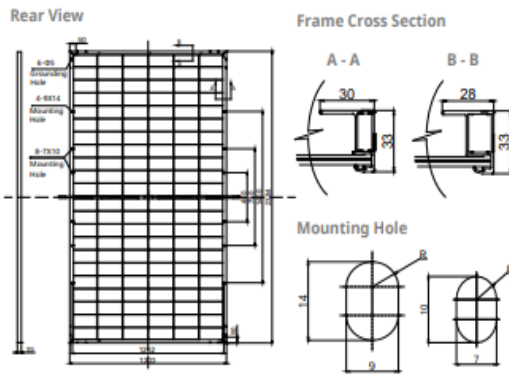
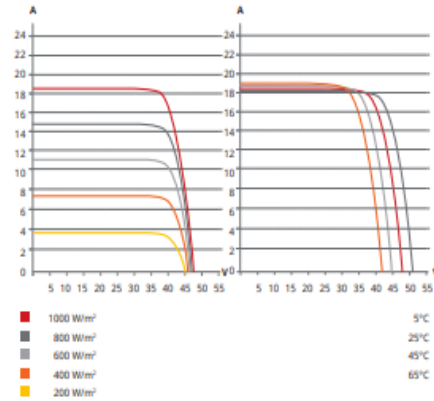


Figura 2: Canadian Solar TOPBiHiKu7 - N-type Bifacial TOPCon Technology da 720 W

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-695TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.30 A	47.5 V	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	26.7%
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	19.22 A	47.7 V	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	26.8%
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	19.26 A	47.9 V	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	27.0%
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	19.31 A	48.1 V	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	27.2%
CS7N-710TB-AG	710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	19.35 A	48.3 V	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	27.4%
CS7N-715TB-AG	715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	19.39 A	48.5 V	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	27.6%
CS7N-720TB-AG	720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	19.44 A	48.7 V	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Protection Class	Class II
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $\frac{P_{max_{back}}}{P_{max_{front}}}$ both $P_{max_{back}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: + 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	537 W	38.2 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	541 W	38.4 V	14.09 A	45.9 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.6 V	14.12 A	46.1 V	15.07 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	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2x(11x6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	360 mm (14.2 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Figura 3: Scheda tecnica Canadian Solar 720W

5.1.3 CAVI BT

Il cavo di interconnessione tra i moduli fotovoltaici sarà di tipo FG21M21 di sezione 6mmq. I cavi a valle dell'inverter (lato AC) saranno di tipo FG7OR, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia, tenendo conto di una caduta massima di tensione pari al 2%. I cavi saranno alloggiati all'interno di canaline metalliche e le condutture saranno interrotte ogni 20-25m da pozzetti giunti. Le specifiche

tecniche del cavo utilizzate sono descritte nella relazione “AVRE23_ Relazione tecnica delle opere di connessione alla RTN”.

5.1.4 INVERTER

L’inverter selezionato è il SUN2000-330 KTL. Le caratteristiche di quest’ultimo sono descritte nelle immagini sotto riportate

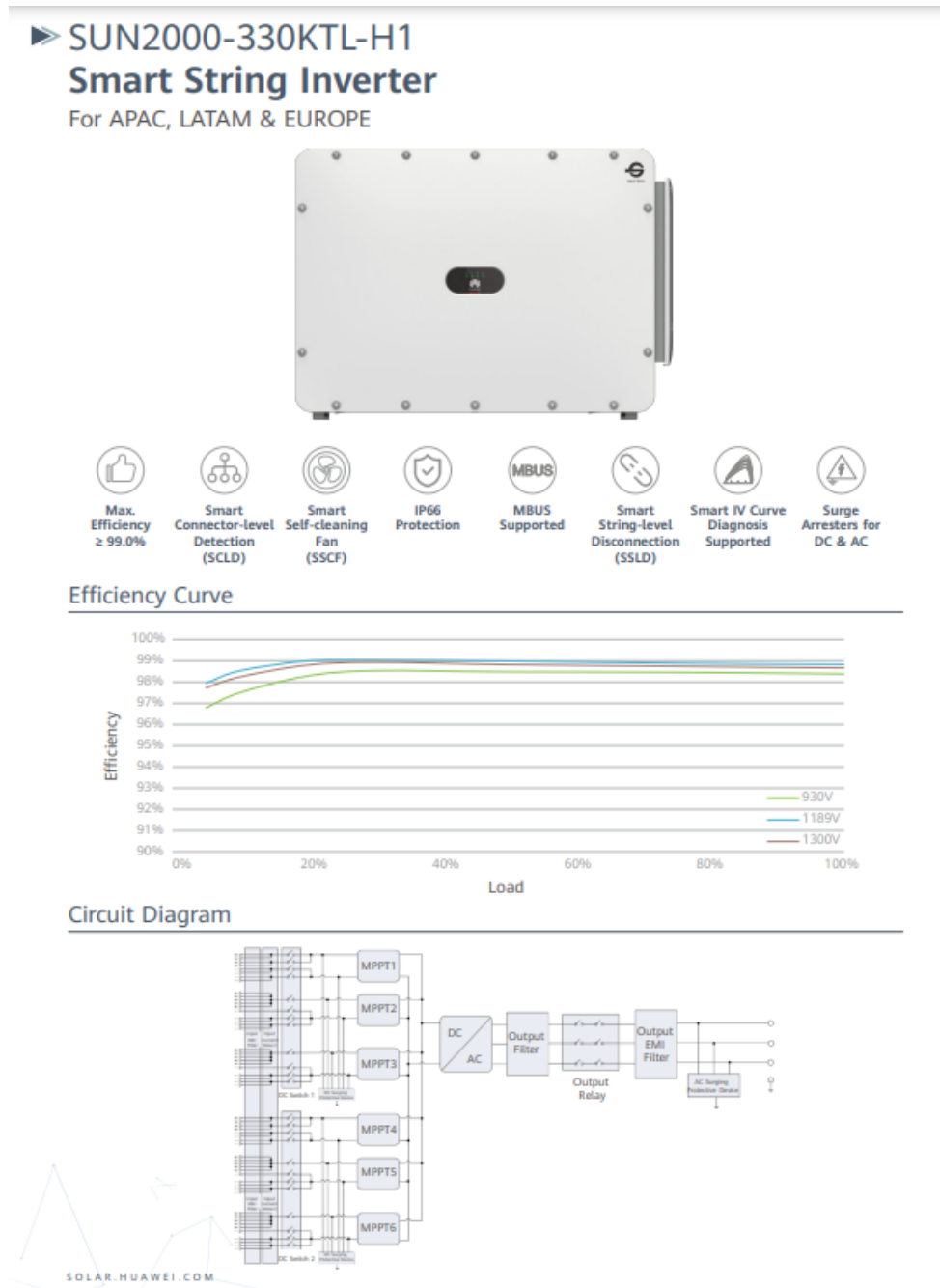


Figura 4: Curve di efficienza e diagramma circuitale Inverter, fonte Datasheet costruttore

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.03%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

Figura 5: Specifiche tecniche Inverter, fonte Datasheet costruttore

5.1.5 POWER CONVERSION UNIT

Per la conversione dell'energia elettrica dalla tensione di 0.8kV (BT) a 36kV (AT) la Smart Transformer Station 3000K- H1 di Huawei. Si tratta in particolare di una Smart Transformer Station comprendente lo stallo di arrivo della rete interna AT, trasformatore elevatore BT/AT (0.8/36kV), trasformatore BT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari e sbarre AT per l'allaccio delle stringhe. Di seguito sono riportate le specifiche tecniche.

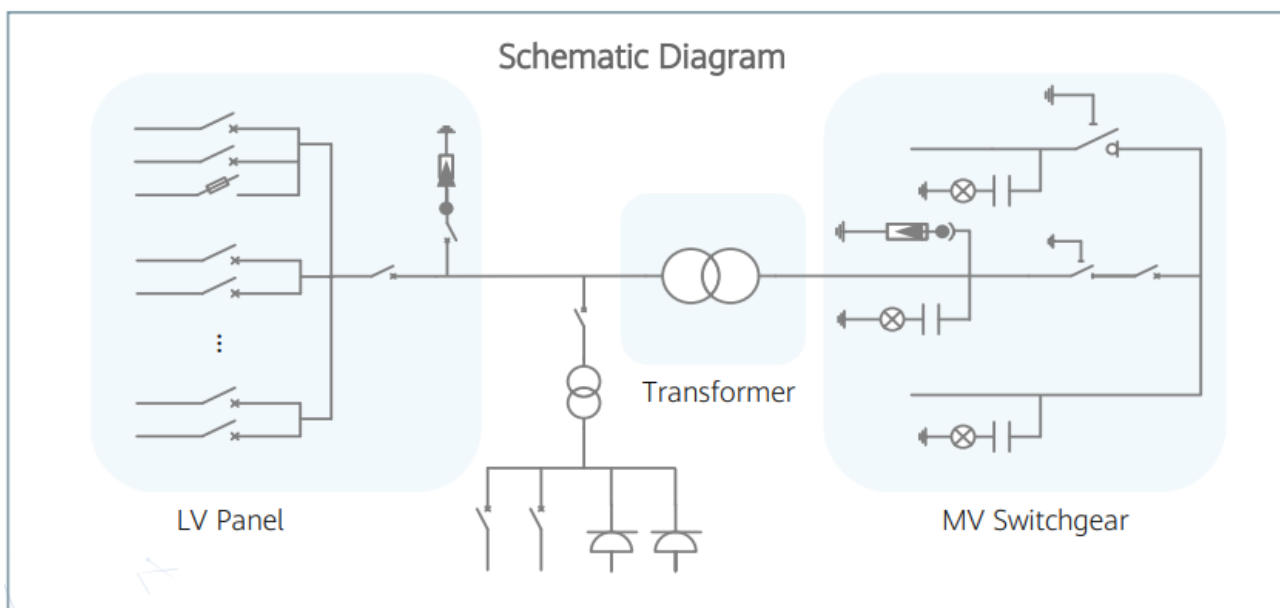


Figura 6: Diagramma schematico connessioni interne alla Smart Transfer Station

Technical Specifications

Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	16	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	30.1 kW	
Transformer No-load Losses	2.51 kW	
Impedance (HV-LV1, LV2)	7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t (33,069 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)	Optional ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear Updated to: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

Figura 7: Datasheet Smart Transformer Station

5.1.6 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI SOSTEGNO

Al fine di incrementare le ore equivalenti di produzione, l'impianto è progettato utilizzando la tecnologia ad inseguimento solare monoassiale in direzione Est-Ovest mediante l'installazione di tracker bifacciali TRJ posti ad un'altezza pari a circa 2 m, con una distanza di interasse pari a 10 m disposti in direzione Nord-Sud.

Tracker monoassiali 2x28P con rotazione +/-55°,

Adottando una tensione di sistema pari a 1500 V nel dimensionamento dell'impianto, su ogni tracker saranno collegati n. 2 stringhe da 28 moduli per il tipo 2x28P.

Le strutture si svilupperanno in direzione Nord-Sud per una lunghezza di 30,7 m per il tracker 2x28 Portrait e presenteranno una distanza reciproca pari a 50 cm nella stessa direzione. In direzione Est-Ovest, invece, le strutture saranno caratterizzate dalla medesima dimensione del lato lungo del modulo scelto.

La disposizione dei tracker all'interno del campo fotovoltaico è stata pensata per sfruttare a pieno la superficie a disposizione e nel rispetto delle fasce di rispetto relative a strade (comunali e provinciale), strade di progetto, distanza da confini ed eventuali vincoli o presenze di Edifici all'interno dell'area di progetto. A tal proposito si evidenzia che, sempre secondo una logica di ottimizzazione, la maggior parte della viabilità all'interno del sito è ricavata entro le suddette fasce di rispetto. Si tenga comunque presente che, considerata l'altezza delle strutture, la distanza reciproca di interasse e quelle che saranno in fase di realizzazione le effettive esigenze in agricoltura, si potrebbero destinare alcuni spazi tra una fila di tracker e un'altra per ulteriori camminamenti trasversali utili ad agevolare l'attraversamento del sito da Nord a Sud.

5.1.7 IMPIANTO DI TERRA PER IMPIANTO FV

L'impianto fotovoltaico dovrà essere dotato di idoneo sistema di messa a terra che sarà connesso alla sottostazione.

L'impianto di terra dovrà essere dimensionato in funzione della corrente di guasto della rete di alta tensione a 36 kV e del relativo tempo di eliminazione al fine di contenere le tensioni di contatto entro i limiti stabiliti dalla Norma CEI EN 50522.

Tutti i pannelli fotovoltaici dovranno essere connessi al suddetto impianto di terra tramite conduttori equipotenziali o anima giallo/verde del cavo di potenza, avente sezione conforme alle prescrizioni della Norma CEI 64-8.

6. OPERE DI CONNESSIONE

6.1 IMPIANTO FOTOVOLTAICO



Figura 8: Layout impianto su ortofoto

L'impianto complessivamente è stato diviso in quattro sottocampi.

Sottocampo 1:

- N° 40 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 4 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 662 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 18.536 moduli fotovoltaici
- Potenza nominale: 13.345,92,76 kWp

Sottocampo 2:

- N° 40 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 4 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 665 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 18.620 moduli fotovoltaici

- Potenza nominale: 13.406,04 kWp

Sottocampo 3:

- N° 50 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 5 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 850 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 23800 moduli fotovoltaici
- Potenza nominale: 17.136,00 kWp

Sottocampo 4:

- N° 40 inverter tipo Huawei SUN2000 330KTL;
- N° 4 Trasformatori 36/0.800 kV 3000KVA;
- N° 680 stringhe composte da 28 pannelli CANADIAN SOLAR TOPBIHIKU7
- N° 19.040 moduli fotovoltaici
- Potenza nominale: 13.708.8kWp

Inoltre, l'impianto è stato suddiviso in più macroaree all'interno delle quali è presente una cabina di trasformazione equipaggiata con trasformatore ad isolamento in olio per esterno di adeguata potenza, per elevare la tensione di uscita dall'inverter a 36kV al fine di trasferire la potenza generata dai pannelli di ogni macroarea alla sezione a 36KV del futuro ampliamento della Stazione Elettrica "Fenosu" di Oristano.

6.2 LINEE IN CAVO AT INTERNE ALL'IMPIANTO

Dai singoli inverter si prevede la connessione con il quadro di raccolta mediante una terna di cavi unipolare ad alta tensione 36kV interrati. L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalla norma CEI 11- 17. I servizi sotterranei e le infrastrutture che saranno incrociati dal percorso dei cavi all'interno dell'area del bacino inferiore dovranno essere sottopassati. Solo in casi particolari il servizio potrà essere sovrappassato purché venga realizzato un manufatto armato a protezione dei cavi.

La sezione dei cavi elettrici in media tensione è calcolata, in accordo con la norma CEI 11 – 17, in modo che risultino soddisfatte le seguenti condizioni:

1. $I_b \leq I'z$
2. $\Delta V \leq 4\%$
3. $\Delta P \leq 5\%$

dove:

- I_b rappresenta la corrente di impiego, ovvero l'intensità di corrente massima all'interno della linea di cavo.
- $I'z$ rappresenta la portata effettiva del cavo e dipende dalla portata nominale del cavo stesso e dalle relative condizioni di posa.
- ΔV rappresenta la massima caduta di tensione su ogni sottocampo ed è valutata a partire dalla cabina d'impianto fino all'aerogeneratore più lontano.
- ΔP rappresenta la perdita di potenza per ognuno dei sottocampi.

Individuate le sezioni dei singoli cavi di linea vengono effettuate le verifiche termiche, calcolando le correnti di corto circuito previste e di tenuta termica dei cavi.

Dovranno essere impiegati cavi con conduttore in alluminio, isolamento in gomma HEPR qualità G7, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di rame e rivestimento esterno in PVC, aventi sigla RG7H1R e tensione di isolamento 30/36 kV di Tipo 3x1x300 mm², 3x1x240 mm², 3x1x185 mm².

6.3 QUADRO DI RACCOLTA AT 36kV

Nella cabina di raccolta sarà installato un quadro di media tensione (isolamento 36 kV) per la connessione degli elettrodotti provenienti dall'impianto fotovoltaico.

Il quadro di media tensione dovrà essere conforme alla norma IEC 62271-200 e avrà le seguenti caratteristiche: 1250 A – 16 kA x 1 s.

Il quadro 36 kV di tipo protetto in apposito locale è costituito da:

- Scomparto misure;
- Partenza della linea 36 kV verso lo stallo della stazione SE "Fenosu";
- Dispositivo di interfaccia per la linea in partenza verso la stazione SE "Fenosu";
- Interruttori di linea relativi alle linee in arrivo dai sottocampi del parco fotovoltaico;
- Sistema di rifasamento.
- interruttore generale

Ogni scomparto inoltre è equipaggiato con interruttore sottovuoto, trasformatori di misura, protezioni elettriche e contatori di energia. Inoltre, è previsto uno scomparto misure di sbarra equipaggiato con TV e uno scomparto con sezionatore sotto carico e fusibile per la protezione del trasformatore dei servizi ausiliari dell'impianto.

6.3.1 IMPIANTO DI TERRA

Nell'area di installazione delle nuove apparecchiature dovrà essere realizzato l'impianto di terra all'interno della cabina di raccolta AT con un dispersore avente caratteristiche, nel rispetto delle prescrizioni della Norma CEI EN 50522. Per la descrizione dell'impianto di terra si fa riferimento all'elaborato AVRE23 "Relazione tecnica delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale".

6.3.2 SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari per le nuove apparecchiature dovranno essere derivati dal quadro servizi ausiliari esistente nella cabina di raccolta AT.

6.4 ELETTRDOTTO DI CONNESSIONE ALLA STAZIONE ELETTRICA

6.4.1 CARATTERISTICHE

Le caratteristiche dell'elettrodotto, quali livello di tensione (alta o media tensione), linea aerea o linea in cavo saranno definite in seguito a valle di uno studio approfondito sulla connessione.

Si prevede che l'elettrodotto per la connessione dell'impianto con lo stallo di connessione nella SE RTN di Oristano avverrà mediante cavidotto interrato a 36kV della lunghezza di 17km. Le modalità di connessione sono state definite dal STMG da Terna.

6.4.2 MODALITÀ DI POSA

Si prevede che i cavi di connessione AT verso la SE RTN di Oristano, saranno posati ad un'altezza di -1.50m circa su un letto di sabbia. I cavi saranno ricoperti con la medesima sabbia per uno strato di circa 40 cm ed ingabbiati ulteriormente con piastre di protezione in c.a.v. UX LK20/1 e LK 20/3. Per il riempimento sarà usato materiale inerte Tritubo 3x50mm, mentre la posa su strada asfaltata comprende un ulteriore strato di misto granulare e strato di binder.

6.4.3 ATTRAVERSAMENTI

Le caratteristiche dell'elettrodotto, quali livello di tensione (alta o media tensione), linea aerea o linea in cavo saranno definite in seguito a valle di uno studio approfondito sulla connessione.

6.4.4 FASCE DI RISPETTO

Le “fasce di rispetto” si intendono quelle definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n° 36, all’interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003.

Dall'analisi dell'induzione magnetica generata dalla linea interrata, è risultato che per garantire il rispetto dell'obiettivo di qualità di 3 μ T nella cabina di utenza, è necessaria una distanza approssimativa di 2 metri. Per le linee ad Alta tensione a 36kV (AT) posate a una profondità di 1,5 metri dal piano stradale, il rispetto dell'obiettivo di qualità è sempre assicurato, ma si è deciso di mantenere una distanza R_0 di 1 metro dall'asse dell'elettrodotto. Inoltre, dall'analisi dei risultati emerge che il campo elettrico generato dalla linea interrata è completamente confinato all'interno della schermatura elettrostatica del cavo, rendendo trascurabile il rischio di esposizione a tali campi. Anche per la stazione di utenza, non sono stati rilevati recettori a distanze inferiori a quelle previste dalla normativa (obiettivo di qualità).

6.5 CAVO AT 36KV ALLA SE RTN DI ORISTANO

Dalla stazione utente si prevede la connessione dell’impianto con la SE “Fenosu” mediante una terna di cavi unipolare di alta tensione interrati. Il cavo AT sarà costituito da un conduttore in alluminio, isolamento in gomma HEPR qualità G7, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di rame e rivestimento esterno in PVC, aventi sigla RG7H1R e tensione di isolamento 30/36 kV.

Le principali caratteristiche sono:

- Tipologia: cavo unipolare;
- Materiale del conduttore: alluminio;
- Isolamento: gomma HEPR qualità G7;
- Tipo di conduttore: Corda rotonda compatta;
- Guaina metallica: nastro di rame e PVC;
- Sezione: 1x630 mm²;
- Tensione nominale di funzionamento: 36kV;
- Tensione massima sopportabile: 52kV.

I cavi sono posati a una profondità di 1,5 m, con posa a trifoglio, nel rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 11-17.

6.6 PUNTO DI CONNESSIONE

Verrà disposta la posa di un cavo interrato dalla sottostazione “Impianto Marrubiu” alla SE RTN di Oristano, punto di connessione (39°53'31.06"N 8°37'46.19"E).

6.7 RISPONDEZZA AL CODICE DI RETE

L'impianto dovrà essere progettato e costruito nel pieno rispetto del Codice di Rete Terna, comprese tutte le regolazioni e le tarature dei sistemi di protezione.

7. CONCLUSIONI

Le opere e gli interventi in sito per la realizzazione della nuova connessione del nuovo parco fotovoltaico nel comune di Marrubiu (OR) alla rete a 36kV di Terna dovranno essere eseguiti nel rispetto della normativa vigente e nel rispetto delle prescrizioni del Codice di Rete, e i dettami del DLgs 81/2008 in termini di sicurezza.

Ing. Stefano Floris

