



REGIONE SICILIA

CITTA' METROPOLITANA DI PALERMO

LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAPANI

PROGETTO: Località Impianto
 COMUNE DI GIBELLINA (TP) CONTRADA MAGIONE
 COMUNE DI MONREALE (PA) CONTRADE SPIZZECA, PARRINO E TORRETTA
 COMUNI DI GIBELLINA (TP)-POGGIOREALE (TP) CONTRADA ABITA DI SOPRA
 Località Connessione
 COMUNE DI GIBELLINA (TP) CONTRADA CASUZZE
 Località Area di produzione Idrogeno
 COMUNI DI GIBELLINA (TP)-POGGIOREALE (TP) CONTRADA ABITA DI SOPRA

Oggetto: **PROGETTO DEFINITIVO**
 Realizzazione impianto agro-fotovoltaico denominato "S&P 9" con
 potenza di picco 110.271 kWp e potenza nominale 100.000,00 kW
 con annessa produzione di Idrogeno

CODICE ELABORATO:			
PROPONENTE	TIPOLOGIA DOCUMENTO	PROGRESSIVO	REV
SP9	REL	021	00

EPD = ELABORATO DEL PROGETTO DIGITALE; REL = RELAZIONE;
 ADD = ALTRA DOCUMENTAZIONE; IST = ISTANZA

DATA:
 22/01/2022

ELABORATO:
 SP9REL021_00-SeP_9-IMPIANTO-IT-SI-
 RELAZIONE_SPECIALISTICA_IMPIANTO


Rev.	Data Rev.	Data Rev.

TAV:
REL021


PAGINE:
51

PROGETTISTI:

Ing. Sapienza Angelo



Ing. Rizzuto Vincenzo



SPAZIO RISERVATO PER LE APPROVAZIONI

SOCIETA':
S&P 9 S.R.L.
 SICILIA E PROGRESSO
 sede legale: Corso dei Mille 312, 90047 Partinico (PA)
 C.F.: 06974380823 tel.: 0919865917 - fax: 0918902855
 email: sviluppousep9@gmail.com
 pec: sviluppousep9@pec.it



INDICE

1	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI	4
1.1	GENERALITÀ	4
1.2	LAYOUT D'IMPIANTO	5
1.3	DATI TECNICI LAYOUT ELETTRICO.....	6
2	CARATTERISTICHE TECNICHE.....	6
2.1	MODULI FOTOVOLTAICI	6
2.2	INVERTER.....	9
2.3	TRASFORMATORE	15
2.4	CENTRO INVERTER-TRASFORMATORE	15
2.5	STRUTTURE DI SUPPORTO	19
2.6	CABLAGGI E CAVI	20
2.7	QUADRI STRINGA.....	20
2.8	QUADRI ELETTRICI	24
2.9	AREA DI IMPIANTO DESTINATA ALLA PRODUZIONE DI IDROGENO	24
2.10	DISPOSIZIONE ELETTROMECCANICA	29
2.11	CORRENTI CIRCOLANTI NELL'IMPIANTO.....	30
2.12	SISTEMI AUSILIARI	31
3	SICUREZZA ELETTRICA.....	33
3.1	PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI	33
3.2	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	33
3.3	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	34
4	COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE.....	35
5	SCHEMA DI COLLEGAMENTO	41
6	GESTIONE IMPIANTO	42
7	CARATTERISTICHE DEI COLLEGAMENTI MT	43
7.1	CAVI MT	43
7.2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	43
7.3	GIUNZIONI, TERMINAZIONI E ATTESTAZIONI	43
7.3.1	<i>Giunzione cavi MT.....</i>	<i>43</i>
7.3.2	<i>Terminazione ed attestazione cavi MT</i>	<i>44</i>
7.4	MODALITA' DI POSA.....	45
7.4.1	<i>Generalità</i>	<i>45</i>

7.4.2	Modalità di posa dei cavi MT.....	46
8	CAMPI ELETTRICI DELLE OPERE CONNESSE.....	48
8.1	LINEE ELETTRICHE IN CORRENTE ALTERNATA IN MEDIA TENSIONE.....	48

1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI

1.1 Generalità

S&P 9 s.r.l. intende realizzare in Contrada Magione e Casuzze, nel Comune di Gibellina (TP) ed in Contrada Spizzeca, Parrino e Torretta, nel Comune di Monreale (PA), e in contrada Abita Di Sopra, nei comuni di Poggioreale (TP) e Gibellina (TP), un impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale per la produzione di energia elettrica con annessa produzione di idrogeno.

L'impianto che la S&P 9 srl presenta in autorizzazione è composto da:

- Campi agro-fotovoltaici, siti in Contrada Magione nel Comune di Gibellina (TP) ed in Contrada Spizzeca, Parrino e Torretta, nel Comune di Monreale (PA), ed in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP);
- Stazione di trasformazione e consegna Rete-Utente, nel Comune di Gibellina (TP) in Contrada Casuzze;
- Area di produzione di idrogeno verde, in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP);
- Cavidotti di collegamento MT (30kV), nei Comuni di Monreale (PA), Gibellina (TP) e Poggioreale (TP).

L'impianto si sviluppa su una superficie lorda complessiva di circa 276,63 Ha di cui:

- 47,39 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Gibellina (TP) Contrada Magione;
- 77,92 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Monreale (PA), Contrada Spizzeca;
- 48,78 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Monreale (PA), Contrada Parrino;
- 68,51 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Monreale (PA), Contrada Torretta;
- 24,63 ha appartenenti alla stazione utente-rete sita nel Comune di Gibellina (TP) in

Contrada Casuzze;

- 9,41 ha appartenenti all'area di impianto e produzione di idrogeno verde, in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP).

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto da 110.271 kWp (100.000,00 kW) circa per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, opere di connessione e infrastrutture annesse da cedere alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) secondo quanto previsto dalla Legge 9/91 “Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale” e successive disposizioni legislative in materia tariffaria, in particolare dal D. Lgs 16 marzo 1999, n° 79 (decreto Bersani). L'impianto dedicato alla produzione di idrogeno avrà invece una potenza di circa 35 MW.

L'impianto, denominato “S&P 9”, è di tipo ad inseguitore monoassiale, a terra e non integrato, connesso alla rete (grid-connected): si tratta di un impianto con sistema ad inseguitore solare monoassiale, con allineamento dei moduli in direzione nord-sud e tilt di est - ovest variabile da -45° a +45° sull'orizzontale, montati su apposite strutture metalliche.

1.2 Layout d'impianto

L'impianto fotovoltaico prevede i seguenti elementi:

- 1.145 strutture mono stringa di lunghezza 15 m. (ovvero 28 moduli) e 2.765 strutture bi stringa di lunghezza 30 m. (ovvero 56 moduli), per un totale 6.675 strutture, 186.900 moduli fotovoltaici SUNTECH ULTRA V Plus 590 Wp e una potenza complessiva installata di 110.271 kWp (100.000,00 kW).
- N. 17 inverter: n. 9 inverter di tipo Ingecon Sun Double + Dual Inverters con potenza nominale di 7,200 MWp, n. 3 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n.3 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 MWp, n.2 inverter Sun Single Inverter con potenza nominale di 1,800 MWp.
- Aree di stoccaggio materiali posizionate in diversi punti del parco, le cui caratteristiche (dimensioni, localizzazione, accessi, ecc.) verranno decise in fase di progettazione esecutiva;
- Cavidotti di collegamento MT (30kV), alla stazione di utente, nei Comuni di Monreale (PA), Gibellina (TP) e Poggioreale (TP);

- Rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati via modem o tramite comune linea telefonica.

L'impianto per la produzione di idrogeno prevede i seguenti elementi:

- 4 serbatoi di stoccaggio dell'acqua;
- 1 serbatoio antiincendio;
- 12 elettrolizzatori con potenza di circa 2,9 MW ciascuno, per un totale di 35 MW;
- 12 servizi ausiliari, ciascuno abbinato ad un elettrolizzatore;
- 10 trasformatori;
- 8 serbatoi di stoccaggio di idrogeno a bassa pressione;
- 15 serbatoi di stoccaggio di idrogeno ad alta pressione.

1.3 Dati tecnici layout elettrico

La soluzione prevista per l'impianto (alle condizioni standard) è la seguente:

Numero di pannelli fotovoltaici	186.900	Potenza nominale di stringa	16.520 Wp
Numero di pannelli per stringa	28	Numero di stringhe totali	6.675
Tensione a circuito aperto Voc	1.602 V	Quadri di campo previsti string box 320	115
Tensione al punto massimo di potenza Vmp	1.323 V	Quadri di campo previsti string box 240	154
Corrente di corto circuito Isc	9,60 A	Numero di inverter	17

2 CARATTERISTICHE TECNICHE

2.1 Moduli Fotovoltaici

Il dimensionamento di massima sarà realizzato con un modulo fotovoltaico composto da 144 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino ad alta efficienza e connesse elettricamente in serie, per una potenza complessiva di 590 Wp.

L'impianto sarà costituito da un totale di 186.900 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 110.271 kWp (100.000,00 kW).

La tipologia di pannelli scelti è la seguente:

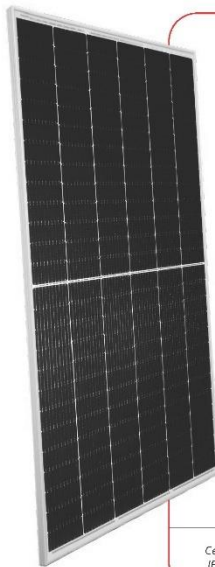


Ultra V Plus

156 HALF-CELL MONOFACIAL MODULE

570-590W

STPXXXS - C78/Vmh



Features

- High module conversion efficiency**
Module efficiency up to 21.1 % achieved through advanced cell technology and manufacturing process
- Suntech current sorting process**
Up to 2 % power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output
- Excellent weak light performance**
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset
- Lower operating temperature**
Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output
- Extended wind and snow load tests**
Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *
- Withstanding harsh environment**
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Certifications and standards:
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

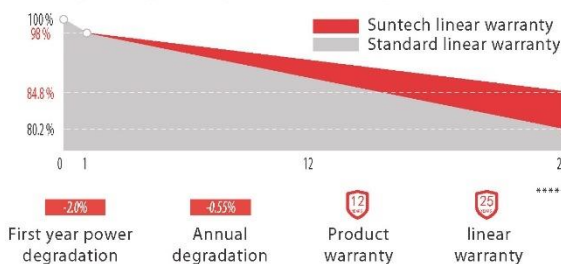
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001, ISO 14001 and ISO17025
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68) ****
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Special Cell Design



MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase. Half-cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency.

Industry-leading Warranty based on nominal power



IP68 Rated Junction Box



The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. ** Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich Re.
 *** WEEE only for EU market. **** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Guide for details.
 ***** Please refer to Suntech Limited Warranty for details.



Electrical Characteristics

STC	STPXXXS-C78/Vmh				
Maximum Power at STC (Pmax)	590W	585W	580W	575W	570W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	45.36V	45.18V	45.00V	44.82V	44.64V
Optimum Operating Current (Imp)	13.01A	12.95A	12.89A	12.83A	12.77A
Open Circuit Voltage (Voc)	53.79V	53.61V	53.44V	53.26V	53.08V
Short Circuit Current (Isc)	13.91A	13.85A	13.79A	13.73A	13.67A
Module Efficiency	21.1%	20.9%	20.8%	20.6%	20.4%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C				
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	25 A				
Power Tolerance	0/+5 W				

STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
 Tolerance of Pmax is within ±1.3%;
 For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.

NMOT	STPXXXS-C78/Vmh				
Maximum Power at NMOT (Pmax)	445.4W	441.7W	438.0W	434.3W	430.5W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.9V	41.7V	41.6V	41.4V	41.2V
Optimum Operating Current (Imp)	10.63A	10.58A	10.54A	10.49A	10.44A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.5V	50.4V	50.2V	50.0V	49.9V
Short Circuit Current (Isc)	11.18A	11.13A	11.09A	11.04A	10.99A

NMOT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, AM=1.5, wind speed 1 m/s.

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

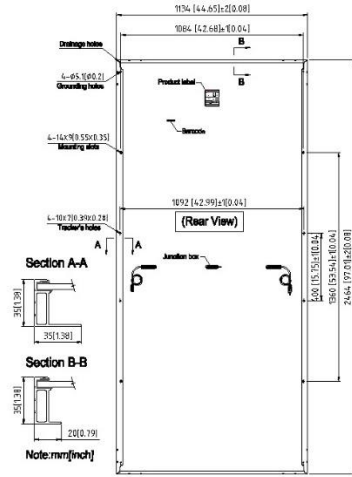
Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 182 mm
No. of Cells	156 (6 × 26)
Dimensions	2464 × 1134 × 35 mm (97.0 × 44.6 × 1.4 inches)
Weight	31.1 kgs (68.6 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.126 inches)
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm ² , Portrait: (-) 350 mm and (+) 160 mm in length Landscape: (-) 1400 mm and (+) 1400 mm in length or customized length
Connectors	MC4 EVO2, Cable 01S

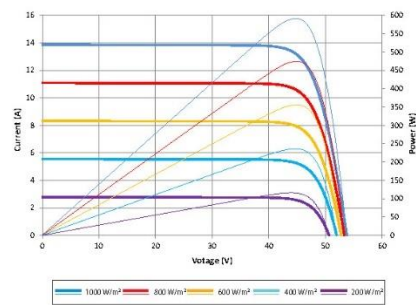
Packing Configuration

Container	40' HC
Pieces per pallet	31
Pallets per container	18
Pieces per container	558
Packaging box dimensions	2493 × 1130 × 1270 mm
Packaging box weight	1010 kg

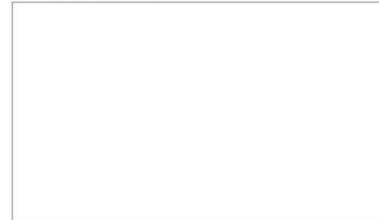
Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50980. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (5905)



Dealer information



2.2 Inverter

L'inverter è una parte fondamentale dell'installazione. Esso permette la conversione dell'energia in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici.

Le apparecchiature selezionate saranno n. 9 inverter di tipo Ingecon Sun Double + Dual Inverters con potenza nominale di 7,200 MWp, n. 3 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n.3 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 MWp, n.2 inverter Sun Single Inverter con potenza nominale di 1,800 MWp.

Nelle cabine di campo CT tramite degli inverter avviene la trasformazione della corrente continua generata dai moduli fotovoltaici in corrente alternata in bassa tensione (BT). Successivamente, tramite dei trasformatori la corrente in BT viene elevata in media tensione (MT) a 30.000 V.

Dalle cabine di raccolta in MT partirà il collegamento in media tensione che convoglierà l'energia prodotta nella stazione di rete (220 kV).

INGECON

SUN

PowerStation
1,500 Vdc

**MEDIUM VOLTAGE
INVERTER STATION,
CUSTOMIZED
UP TO 7.20 MVA**

From 2100 to 7200 kVA

This brand new medium voltage solution integrates all the devices required for a multi-mega-watt system.

**Maximize your investment
with a minimal effort**

Ingeteam's Inverter Station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to four photovoltaic inverters (two dual inverters). The main equipments such as inverters and MV transformer are suitable for outdoor installation and the IP54 shelter includes in two separate compartments the MV switchgear and the LV auxiliary equipments. The LV compartment can be implemented with auxiliary devices provided by the customer and is available with forced air cooling or air conditioner cooling system.

Higher adaptability and power density

This PowerStation is now more versatile, as it presents the MV transformer integrated into a steel base frame together with the MV switchgear. Moreover, it features the greatest power density on the market: 326 kW/m³.

Plug & Play technology

This MV solution integrates power conversion equipment –up to 7.20 MVA-, liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV and provision for low voltage equipment. The MV Mini-Skid is delivered pre-assembled for a fast on-site connection with up to four PV inverters from Ingeteam's B Series central inverter family.

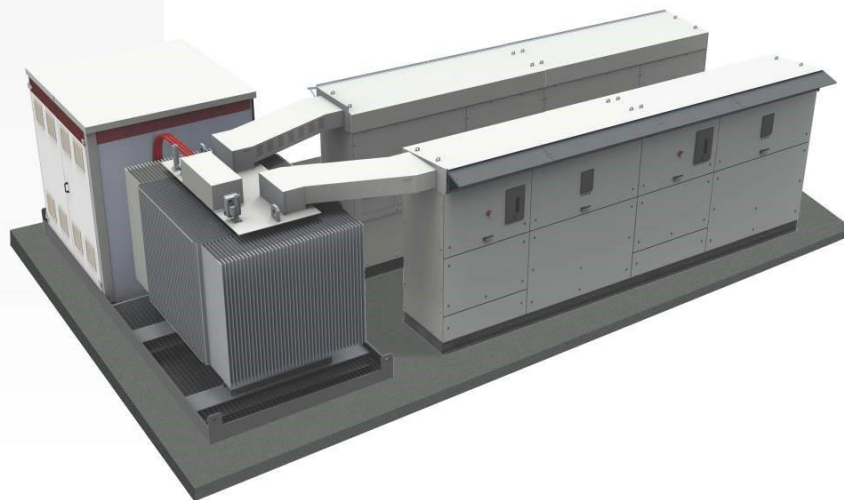
Complete accessibility

Thanks to the lack of housing, the inverters and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the B Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works.

Maximum protection

Ingeteam's B Series central inverters integrate the latest generation electronics and a much more efficient electronic protection. Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.

Furthermore, the electrical connection between the inverters and the transformer is fully protected from direct contact.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

Medium voltage inverter station, customized up to 7.20 MVA

CONSTRUCTION

- Steel base frame.
- Suitable for slab or piers mounting.
- Compact design, minimizing freight costs.

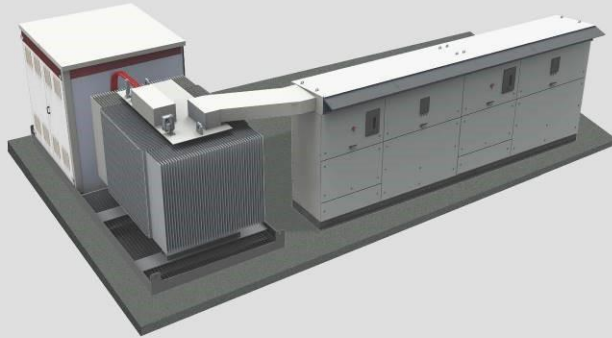
STANDARD EQUIPMENT

- Up to four inverters with an output power of 7.20 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV.
- Oil-retention tank.
- Shelter for installation of LV equipment.
- Minimum installation at project site installation at project site.

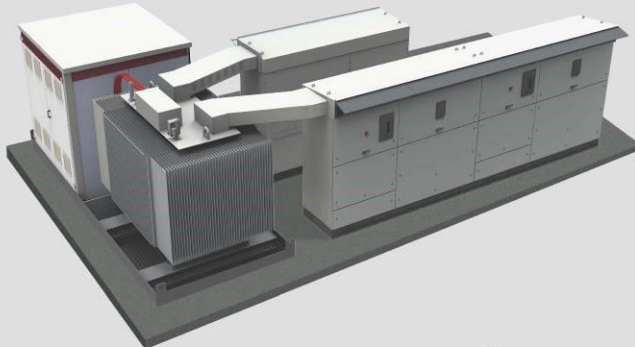
OPTIONS UPON REQUEST

- Electrical gear as per customer necessities: low voltage distribution panels, auxiliary transformers, SCADA panels, and integration on shelter.
- Metering equipment.
- Remote communications.
- Start-up at the system site.

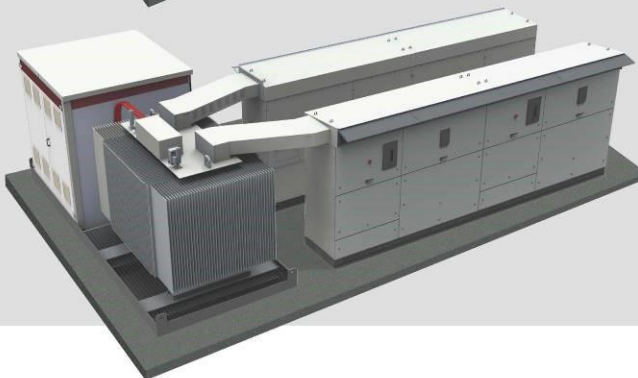
Three possible configurations



Dual Inverter Station From 2,100 up to 3,600 kVA.



Single Inverter + Dual Inverter Station From 3,150 up to 5,400 kVA.



Two Dual Inverter Stations From 4,200 up to 7,200 kVA.

Ingeteam

Medium voltage inverter station, customized up to 7.2 MVA

STANDARD EQUIPMENT

- From one up to four inverters with an output power of 7.2 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV with reduced power losses.
- LV/MV Shelter integrating the LV panel, MV switchgear and auxiliary services transformer.

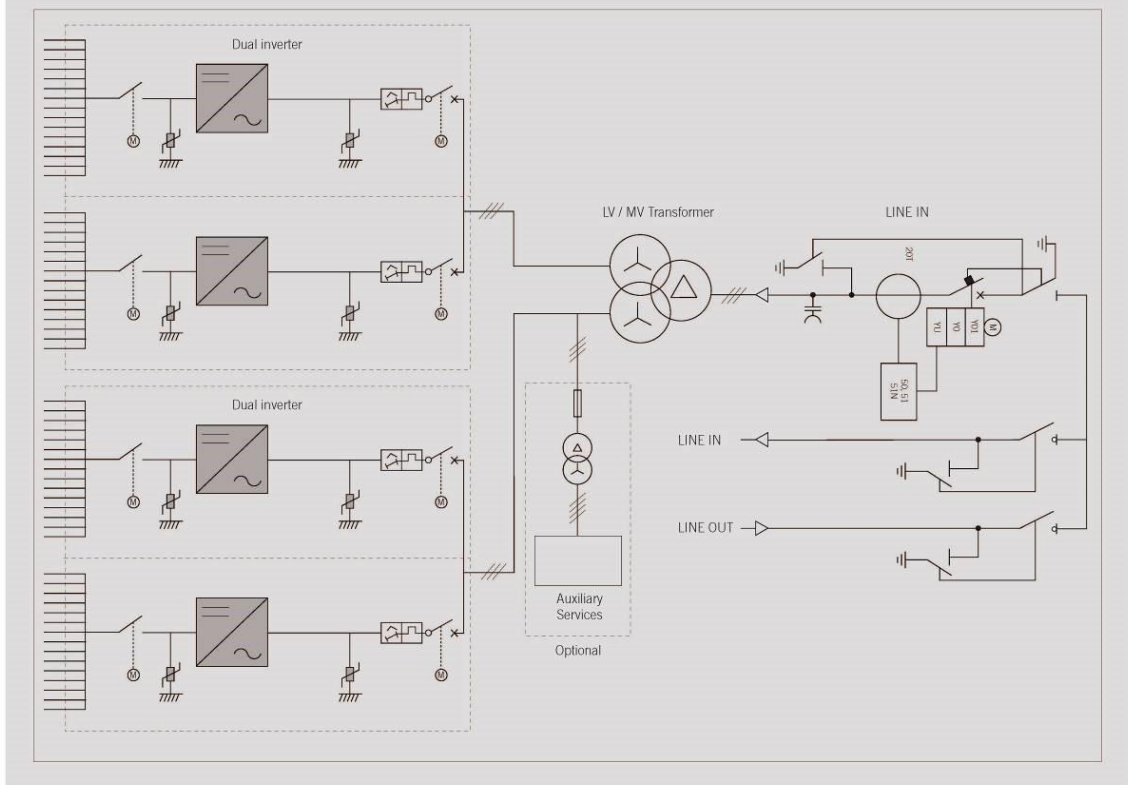
OPTIONS UPON REQUEST

- Electrical gear as per customer necessities:
 - Low voltage distribution panels.
 - UPS for auxiliary services.
 - Start-up at the system site.
 - Air conditioning cooling system.
 - High-speed Ethernet / Fiber Optic communication system for a plug-and-play connection to the PPC or SCADA.
- INGECON® SUN StringBox with 16, 24 or 32 input strings.
- Gateway for the grid operator to monitor and control the PV plant by using standard protocols, like IEC61850, IEC60870-5-101/104, DNP 3.0, etc.
- Sand trap kit.
- Meteo station.
- Energy meter for the auxiliary services and/or energy production.
- Insulation monitoring relay for the IT systems.
- Reactive power regulation without PV power.
- Ground connection of the PV array.

	SKL - Dual Inverter	SKL - Single + Dual Inverter	SKL - Double Dual Inverter
Number of inverters	2	3	4
Rated power @50 °C / 122 °F	3,227 kVA	4,840 kVA	6,454 kVA
Max. power @30 °C / 86 °F	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Voltage class	24 - 36 kV	24 - 36 kV	24 - 36 kV
Installation altitude ⁽¹⁾	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)
Operating temperature range	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F

Notes: ⁽¹⁾ For installations beyond 1,000 m (3,280 ft), please contact Ingeteam's solar sales department.

Configuration with two dual inverters



Long-lasting design

These inverters have been designed to guarantee a long life expectancy. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Grid support

The INGECON® SUN PowerMax B Series has been designed to comply with the grid connection requirements, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid. Moreover, they can operate in weak power grids with a low SCR.

Ease of maintenance

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

Easy to operate

The INGECON® SUN PowerMax inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

Monitoring and communication

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available for each inverter (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

PROTECTIONS

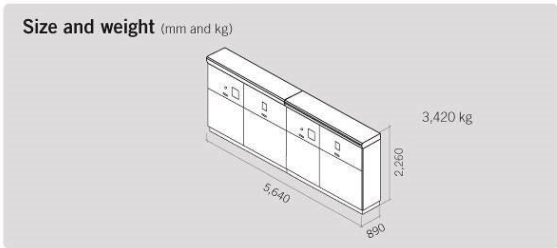
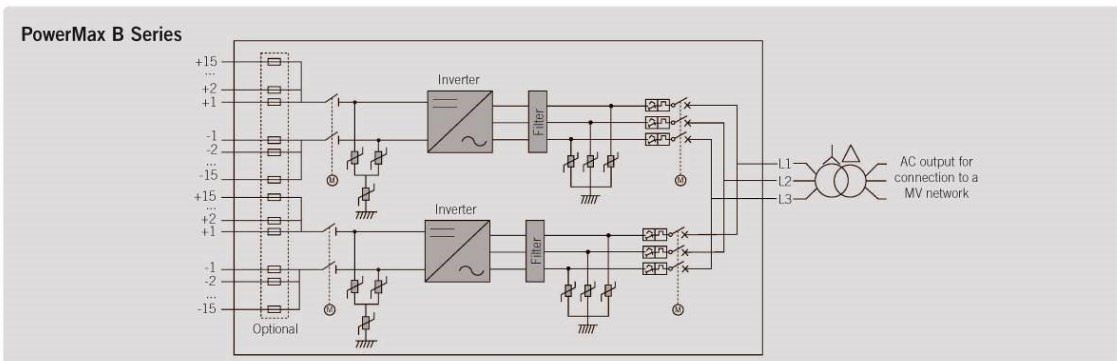
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Low voltage ride-through capability.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, as it is air-cooled by a closed loop.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Insulation failure AC.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °F.
- DC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the group currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Night time reactive power injection.
- Sand trap kit.
- Integrated DC combiner box.

ADVANTAGES OF THE B SERIES

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares.
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.



Ingeteam

Realizzazione impianto agro-fotovoltaico con annessa produzione di idrogeno
 “S&P 9” Potenza 110.271 kWp – 100.000,00 kW

INGECON

SUN

PowerMax B Series 1,500 V_{dc}

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,250 W				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h				
Average air flow	4,200 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the “V_{oc}” at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power ⁽⁷⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁸⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Ingeteam

2.3 Trasformatore

L'uscita in AC di ciascun inverter verrà collegata a un trasformatore.

In particolare gli inverter Ingecon Sun Double + Dual da 7.200 MWp verranno connessi a un trasformatore da 8.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 690 V a 33 kV.

Gli inverter Ingecon Sun Single + Dual Inverter da 5.400 MWp verranno connessi a un trasformatore da 6.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 690 V a 30 kV.

Gli inverter Ingecon Sun Dual Inverter da 3.600 MWp verranno connessi a un trasformatore da 4.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 690 V a 30 kV.

2.4 Centro Inverter-Trasformatore

Gli inverter verranno posizionati in maniera tale da minimizzare i percorsi dei cavi in DC e, conseguentemente, minimizzare le perdite. Gli inverter verranno installati in edificio prefabbricato in cemento, container metallico, o su una base di cemento armato in caso di installazioni outdoor, rispettando le prescrizioni del fabbricante. Verrà installato un edificio inverter-trasformatore per ogni gruppo. Per i dettagli si veda lo schema unifilare allegato.

In fase di progettazione definitiva si illustreranno i dettagli del centro. In caso di edifici prefabbricati, verrà installato un sistema di ventilazione forzata che mantenga la temperatura interna all'interno di valori adeguati al funzionamento dell'inverter.

Gli inverter verranno posizionati in maniera che ci sia sufficiente spazio per le operazioni di manutenzione.

INGECON

SUN STORAGE

PowerMax B Series
1,500 V_{dc}

THREE-PHASE TRANSFORMERLESS BATTERY INVERTER

860TL B330 / 1170TL B450 / 1325TL B510 /
1380TL B530 / 1500TL B578 / 1560TL B600 /
1640TL B630

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax is a three-phase bidirectional battery inverter that can be used in grid-connected and stand-alone systems. This inverter offers a high-power density in a single power block, providing different configurable operating modes. Besides, it features the same technology as Ingeteam's PV inverters, facilitating the supply of spare parts.

Easy maintenance

String inverter philosophy has been applied in the design of this central inverter, facilitating the inverter usage. Moreover, the input and output lines are integrated into the same cabinet, in order to make maintenance work easier.

Battery management

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax features a highly advanced battery control technology, ensuring the maximum life of the storage system. The battery temperature could be controlled at all times ensuring an enhanced lifespan of the accumulator. This inverter is 100% compatible with Ingeteam's PV inverters.

Software included

Included at no extra cost the software INGECON® SUN Manager for monitoring and recording the inverter data over the Internet. Ethernet communications are supplied as standard.

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax three-phase inverter complies with the most demanding international standards.

Standard 3 year warranty, extendable for up to 25 years

PROTECTIONS

- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Motorized DC load break disconnect.
- IP66 protection class for the electronics.
- DC and AC surge arresters, type 2.
- Motorized AC circuit breaker.

INTEGRATED ACCESSORIES

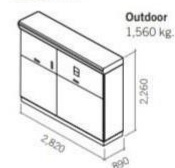
- Ethernet communication.
- DC pre-charge system.
- AC pre-charge system.

OPTIONAL ACCESSORIES

- DC fuses.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of -30 °C (-22 °F).



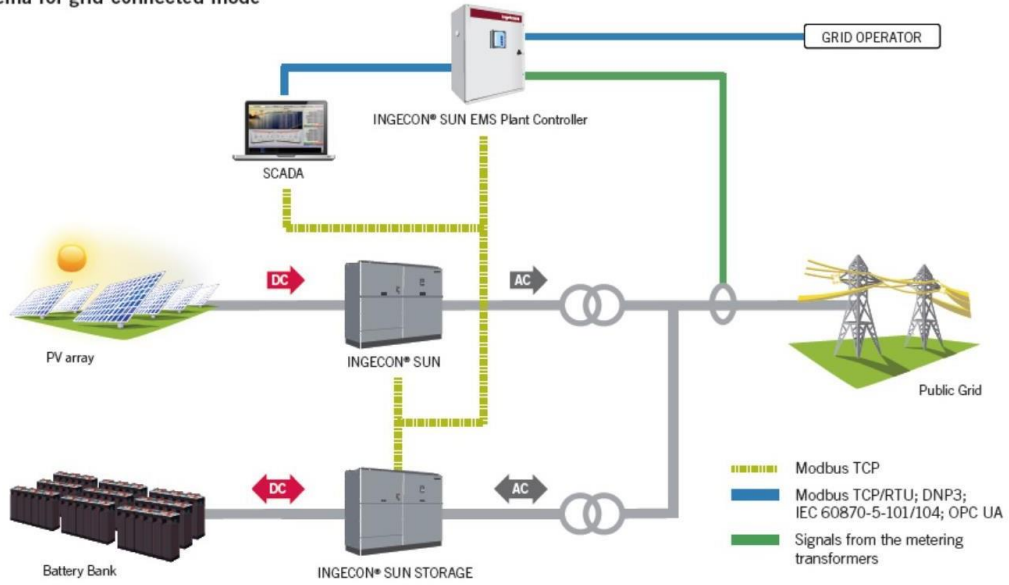
Size (mm)



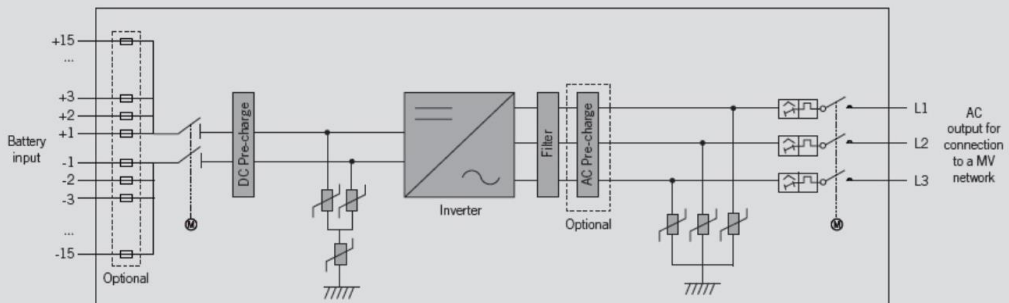
www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

Schema for grid-connected mode



SUN STORAGE PowerMax



Ingeteam

Fluence SunFlex Energy Storage™ Specifications

SYSTEM SPECIFICATIONS

Rated AC Power (25°C / 50°C)	Up to 3.3MVA / 3.0MVA*
Grid Voltage	11kV, 13.8kV, 20kV, 34.5kV (other options available)
Grid Frequency	50Hz / 60Hz
Reactive Power	Four-quadrant control, 0.9 leading to 0.9 lagging at rated power†
Inverter Efficiency	98.5%
Operating Temperature	-20°C to 50°C
Altitude	De-rated over 2,000 meters
Seismic Rating	Tested to Zone 4
Design Lifetime	Up to 25 years with battery augmentation, usage dependent
Operational Capabilities	Dispatchable PV, Ramp Rate Limiting, Frequency Regulation, Primary Frequency Response, Automatic Voltage Regulation, Contingency Response
System Response Time	Max capacity change in <1 second
Control & Monitoring	Controls include HMI, SCADA, Data Historian, Application Agents, and Patented Performance Algorithms
External Control Interface	SCADA and EMS integration available via common protocols including DNP3
Standards Compliance	NEC, UL1741, Rule 21, other common grid codes, IEEE519, UL1973, UL1642

* Higher rated power available at increased MPPT minimum DC voltage

† Additional reactive capability upon request

PV INTERFACE

Max DC Voltage (open circuit)	1500Vdc
MPPT Min DC Voltage	849Vdc
PV Inputs	Up to 36
Max PV Short Circuit Current	≥ 8kA‡

BATTERY SPECIFICATIONS

Battery Block Power	500kW
Number of Battery Blocks	Up to 6
Battery Duration	2+ hours
Round Trip Efficiency (DC/DC)	Varies by configuration
Enclosure Dimensions	Standard ISO container or customized to project requirements
Cooling	Air-to-air DX
Fire Suppression	Non-aqueous (i.e. inert gas or aerosol)
Battery Monitoring	Including state of charge, state of health, max/min cell voltage, max/min cell temperature, power limits, current limits, component failures, ground fault
Battery Chemistry	Advanced lithium ion sealed cells or similar

‡ Pending final design

About Fluence™



Fluence, a Siemens and AES company, is the leading global energy storage technology solutions and services company that combines the agility of a technology company with the expertise, vision, and financial backing of two industry powerhouses. Building on the pioneering work of AES Energy Storage and Siemens energy storage, Fluence's goal is to create a more sustainable future by transforming the way we power our world. Fluence offers proven energy storage technology solutions designed to address the diverse needs and challenges of customers in a rapidly transforming energy landscape, providing design, delivery, and integration in over 160 countries.

TS-001-02-EN

2.5 Strutture di supporto

I supporti, saranno in acciaio zincato e saranno opportunamente distanziati sia per evitare l'ombreggiamento reciproco, sia per avere lo spazio necessario al passaggio dei mezzi nella fase di installazione. Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione del territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

La struttura impiegata verrà fissata al suolo tramite zavorre in CLS armato adeguatamente dimensionate per resistere alle varie sollecitazioni.



Figura 1 – esempio pannello monoassiale installato

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, due accessi carrabili, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza. I due accessi carrabili all'area saranno costituiti da un cancello a un'anta scorrevole in scatolari metallici largo 6 m e montato su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

2.6 Cablaggi e cavi

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi (in classe d'isolamento II) terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli, oppure con connettori rapidi del tipo "multicontact" collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette. I cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, garantiscono il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 30 anni).

I cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione, ma la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore viene calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8. Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, per posa in aria, e CEI-UNEL 35026, per posa interrata, applicando ai valori individuati, dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente.

Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa. Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione, alla massima corrente di utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

I cavi di energia dovranno essere sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio. In particolare, la discesa dei cavi occorre che sia protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento al quadro elettrico e agli inverter avvenga garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi.

2.7 Quadri stringa

Verranno installati quadri stringa con la funzione di proteggere e monitorare le linee provenienti dalle stringhe. I quadri avranno 16, 24 e 32 ingressi, collegando tra loro le stringhe degli inseguitori. Ciascun inseguitore conterrà 1 o 2 stringhe, collegate in parallelo tramite una scatola di derivazione ermetica.

I quadri stringa verranno montati opportunamente sulla struttura dell'inseguitore, in una posizione tale da ridurre i percorsi dei cavi.

INGECON

SUN

StringBox+StringMonitoring Box

SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS

160 / 240 / 320

The new INGECON® SUN StringBox is a cost-effective PV string combiner box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance. When used in combination with INGECON® SUN PowerMax central inverters, the INGECON® SUN StringBox outputs can be monitored by means of the optional DC input groups monitoring kit available for INGECON® SUN PowerMax B series inverter. Optionally is available the INGECON® SUN StringMonitoring Box a device for measuring and control of each PV string current. The string currents can be monitored through the built-in RS485 communication interface.

A complete range of equipment for all types of projects
Available in models ranging from 16 to 32 inputs and from 1,000 to 1,500 Vdc, the INGECON® SUN StringBox provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection
The INGECON® SUN StringBox combiner boxes are equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

MAIN FEATURES:

- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- Available in 16, 24 and 32 input configurations.
- 1.500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity.
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating thermoplastic enclosure.

ADDITIONAL MAIN FEATURES WITH INGECON® SUN STRINGMONITORING BOX

- RS485 communication interface Modbus RTU.
- Current monitoring at string level.
- DC Switch status (to be closed).
- SPD status.

PROTECTIONS:

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES FOR INGECON® SUN STRINGMONITORING BOX

- PT100 input for ambient or module temperature.
- Analog inputs for meteo sensor (i.e. Pyranometers, Solarimeters, wind speed, humidity, rain, etc).



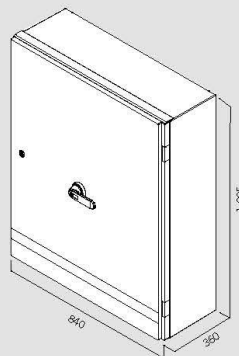
www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com



	1,500 V		
	StringBox 160	StringBox 240	StringBox 320
Input			
Maximum number of input strings	16	24	32
Rated current per string	10 A	10 A	10 A
Maximum current per string	12 A	12 A	12 A
Number of protection fuses	2 x 16	2 x 24	2 x 32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA		
Maximum DC voltage	1,500 V		
Inlet connections	M32 cable glands (n.4 cables entry diameter: 3.5 to 7 mm for each cable gland) with Direct connection on fuse holders		
Output			
Rated total current	160 A	240 A	320 A
Maximum total current ⁽¹⁾	192 A	288 A	360 A
Outlet connections	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) with direct connection on copper plates		
DC switch disconnect rating	315 A	315 A	400 A
SPD Grounding			
SPD Grounding connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm)		
General Information			
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (thermoplastic enclosure)		
Protection rating	IP65		
Impact strength	IK10		
Overvoltage protections	Type II DC surge arrester (optional Type I DC surge arrester)		
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C		
Relative humidity (non-condensing)	0 to 100%		
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.		
DC switch handle	External (front) access, lockable in open position		
Consumption	0 W		
Weight	32 kg	46 kg	48 kg
Marking	CE		
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2		
Electric shock protection	Class II equipment		

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C. ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



StringBox 160 / 240 / 320

INTECON SUN StringBox+StringMonitoring Box

	1,500 V		
	StringMonitoring Box 16	StringMonitoring Box 24	StringMonitoring Box 32
Input			
Maximum number of input strings	16	24	32
Rated current per string	10 A	10 A	10 A
Maximum current per string	12 A	12 A	12 A
Maximum DC voltage	1,500V		
Power supply	230V/50/60Hz		
Inlet connections	n° 4 M25 cable gland (n.4 cable entry diameter 3.5 to 8 mm for each cable gland). n° 4 M16 cable gland for RS485 input/output, PT100 sensor and analog sensor. n° 2 M25 cable gland for power supply.	n° 6 M25 cable gland (n.4 cable entry diameter 3.5 to 8 mm for each cable gland). n° 4 M16 cable gland (two RS485 input/output, PT100 sensor and analog sensor). n° 2 M25 cable gland for power supply.	n° 8 M25 cable gland (n.4 cable entry diameter 3.5 to 8 mm for each cable gland). n° 4 M16 cable gland (two RS485 input/output, PT100 sensor and analog sensor). n° 2 M25 cable gland for power supply.
Output			
Interconnection	Interconnection between StringMonitoring and StringBox for the SPD and DC switch status.		
Communication			
Type and protocol	Modbus RTU on RS485		
General Information			
Enclosure type	Outdoor use, installing cabinet (polyester reinforced with fiberglass)		
Protection rating	IP65		
Impact strength	IK10		
Operating temperature range	-20 °C to 45.5 °C		
Relative humidity (non-condensing)	0 to 100%		
Maximum altitude ^m	4,000 max.		
Consumption	5 W	7 W	9 W
Weight	11 kg	11.4 kg	12 kg
Marking	CE		
EMC and security standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, EN 50178		
Electric shock protection	Class II equipment		



Intecon

2.8 Quadri Elettrici

Oltre al quadro di parallelo in AC e al quadro dei Servizi Ausiliari, in ciascun edificio Inverter-Trasformatore verrà installato un quadro elettrico generale, il più prossimo possibile al trasformatore, che fornirà alimentazione a tutte le utenze del centro. I quadri saranno di tipo metallico di dimensioni standardizzate, con porta frontale liscia e dotati di segregazione per morsettiera e connessioni. Ciascun quadro sarà dotato di interruttore generale multipolare per ciascuna linea di ingresso che arrivi dal quadro generale. L'interruttore sarà di tipo modulare o scatolato, secondo la taglia richiesta.

Ciascun circuito di illuminazione sarà dotato di interruttore magnetotermico differenziale da 30 mA mentre i circuiti relativi agli altri carichi saranno dotati di interruttore magnetotermico differenziale da 300 mA o 500 mA a seconda del caso, in maniera da assicurare le selettività. Tutti gli interruttori e il quadro stesso saranno chiaramente identificati mediante etichette, che riporteranno le informazioni sui circuiti che alimentano. Le connessioni e i cavi saranno anch'essi chiaramente identificati con etichetta e raggruppati ordinatamente tramite fascette.

2.9 Area di impianto destinata alla produzione di idrogeno

Serbatoi di stoccaggio dell'acqua

Per funzionare, l'elettrolizzatore ha bisogno di acqua: si stima infatti che siano necessari circa 15 litri di acqua (pulita e di ottima qualità) per produrre un chilogrammo di idrogeno. L'approvvigionamento idrico sarà effettuato tramite autocisterna o autobotti che riempiranno i serbatoi di stoccaggio dell'acqua immagazzinandola direttamente nel sito di produzione dell'idrogeno per alimentare gli elettrolizzatori.



Camion che trasporta acqua con una capacità di 20 m³

Verranno installati 4 serbatoi fuori terra, ciascuno con una capacità di 250 m³ (più un serbatoio antincendio). La risorsa idrica immagazzinata dai serbatoi nell'area di impianto sarà necessaria e sufficiente a mantenere l'impianto in funzione per circa una settimana; per la produzione di idrogeno si stima un consumo annuo di circa 16.500 m³ /anno, considerando un funzionamento dell'impianto di 8 ore al giorno.

Elettrolizzatori

Sono la parte più importante del sistema, essendo responsabili della dissociazione dell'acqua in ossigeno e idrogeno. Gli elettrolizzatori sono alloggiati in container precedentemente assemblati. Ogni container è lungo circa 12 metri, largo 2 metri e alto fino a 5 metri.

Gli elettrolizzatori sono costituiti da diversi "stacks" che sono le parti operative degli elettrolizzatori in cui l'acqua viene dissociata per formare idrogeno. All'ingresso degli "stacks" di elettrolisi, sono incluse delle unità di trattamento per demineralizzare l'acqua prima che venga sottoposta al processo, in modo che sia più pura possibile.

La corrente elettrica che passa tra i due elettrodi, immersi nell'acqua demineralizzata, inizia a dissociare l'idrogeno dall'ossigeno, che vengono raccolti in due camere separate: l'ossigeno viene estratto e rilasciato in atmosfera dopo il suo trattamento per riciclare l'acqua residua, mentre l'idrogeno prodotto viene purificato dalle ultime tracce di ossigeno e vapore acqueo tramite le unità di trattamento e purificazione degli ausiliari quando lascia l'elettrolizzatore. Da questa unità fuoriesce un idrogeno di elevata purezza a 20 bar.

L'impianto agro-fotovoltaico disporrà di 35 MW di potenza di elettrolizzatori.

Le capacità produttive dell'area adibita alla generazione di idrogeno sono di seguito dettagliate:

- Produzione media giornaliera di idrogeno: 8.775 kg/giorno;
- Produzione annua di idrogeno: 3.205 ton/anno;
- Produzione media giornaliera di ossigeno: 70.197 kg/giorno;
- Produzione annua di ossigeno: 25.639 ton/anno.

La produzione di ossigeno annuale è equivalente alla produzione di ossigeno di circa 3.600 ettari di foresta.

La tecnologia scelta per il processo di elettrolisi è l'utilizzo di membrane a scambio protonico PEM (membrana a scambio protonico). In questa tecnologia, il catodo e l'anodo della cellula sono separati da una membrana che permette la permeazione dei protoni (ioni di idrogeno) attraverso di essa. I protoni formano la molecola di idrogeno al catodo, mentre l'ossigeno si forma all'anodo. L'elettrolita è a diretto contatto con la membrana.

La tecnologia PEM presenta, rispetto ad altre tecnologie, i seguenti vantaggi:

- densità di corrente più elevata, che si traduce nel poter sfruttare in modo più efficiente la produzione elettrica generata dal fotovoltaico.
- elevata purezza dell'idrogeno. È particolarmente importante per l'uso dell'idrogeno nelle celle a combustibile utilizzate nei veicoli, che richiedono idrogeno di elevata purezza. L'utilizzo di altre tecnologie richiederebbe apparecchiature aggiuntive per la purificazione del flusso di idrogeno risultante, con una maggiore complessità tecnica e maggiori costi di installazione.
- Pressione di uscita maggiore. Con la tecnologia PEM la pressione dell'idrogeno può raggiungere attualmente valori fino a 30 bar e si prevede che questo valore aumenterà nei prossimi anni, il che diminuisce il rapporto di compressione nella fase successiva per l'uso dell'idrogeno in mobilità (350-450 bar nel caso degli autobus);
- Non utilizzano sostanze inquinanti. A differenza della tecnologia alcalina che utilizza prodotti chimici, la tecnologia PEM necessita solo di acqua demineralizzata ed elettricità.
- Attrezzatura compatta. Le dimensioni delle apparecchiature con tecnologia PEM sono inferiori rispetto alle apparecchiature con tecnologia alcalina a parità di potenza di progetto, quindi i requisiti di superficie sono ridotti.



Elettrolizzatore e suoi ausiliari

Serbatoi di stoccaggio a bassa pressione

L'idrogeno gassoso generato dall'elettrolisi ad una pressione di 20 bar, viene stoccato alla pressione di generazione in serbatoi "accumulo". È prevista l'installazione di 8 serbatoi cilindrici orizzontali a parete singola in acciaio al carbonio (Misure D. 2.800 mm x L. 20.172 mm. Capacità 115.000 litri) con la quale ogni serbatoio avrà una capacità di stoccaggio di 188 kg di idrogeno).



Serbatoi intermedi cilindrici da 82 m3 tra 20 e 80 bar

Compressori

Data la sua bassa densità volumica a una pressione di 20 bar, l'idrogeno deve quindi essere compresso ad alta pressione per la distribuzione. Se non compresso infatti, occuperebbe grandi volumi. Il processo di compressione dell'idrogeno ad alta pressione consiste in diversi stadi di compressione ed è accompagnato da un processo di raffreddamento del gas in modo che non raggiunga temperature troppo elevate. Verranno installati due compressori multistadio a membrana d'idrogeno dotati di una capacità di compressione di

4.500 Nm³/h, in grado di comprimere l'idrogeno fino ad una pressione di 500 bar, per il suo trasporto e la sua distribuzione.

La figura seguente mostra l'unità di compressione di un impianto di produzione di idrogeno.



Compressore a idrogeno ad alta pressione

Serbatoi di stoccaggio ad alta pressione

Una volta compresso ad alta pressione, l'idrogeno viene stoccato in serbatoi tubolari, a resistenza di tipo IV, costituiti cioè da polimeri lineari con materiali compositi. Questi serbatoi consentono di disaccoppiare le fasi di compressione ad alta pressione dalla fase di riempimento dei semirimorchi.

Verranno installati 5 set di 3 tubi di stoccaggio dell'idrogeno ad alta pressione (500 bar) per un totale di 15 tubi di stoccaggio orizzontali ad alta pressione. I tubi avranno le seguenti misure: D. 401 mmxL.10.360 mm, e saranno in grado di immagazzinare fino a 622 kg di idrogeno al giorno, con una capacità di stoccaggio di 41,5 kg di idrogeno ciascuno.



Serbatoi a forma di tubo per stoccaggio ad alta pressione

Uso dell'idrogeno

L'idrogeno prodotto sarà trasportato da camion. Affinché i camion possano raccogliere l'idrogeno prodotto, l'impianto sarà dotato di un'area di carico e manovra per i camion. I camion arriveranno allo stabilimento vuoti, parcheggeranno nell'area di carico e attenderanno il completamento dell'intero processo (si stima una durata compresa tra i 45 e i 60 minuti).

2.10 Disposizione elettromeccanica

L'intera stazione in progetto, di trasformazione (SE di Rete) e consegna (SE di Utenza) sarà del tipo con isolamento in aria a doppio sistema di sbarre.

Essa sarà complessivamente così costituita:

- Sezione di sbarre a 220 kV;
- Montanti trasformatori 220 kV e misure fiscali;
- Montante di collegamento con impianto di Terna;
- Quadri MT 30 kV;
- Trasformatori di potenza 220/30 kV;

Ciascun quadro MT è adibito alla raccolta dell'energia prodotta e ognuno di essi afferisce al trasformatore. Per ognuno dei quadri MT è prevista una sezione per il prelievo di energia per i servizi ausiliari di montante e una sezione per un eventuale rifasamento.

Nelle stazioni Rete-Utente sono previsti fabbricati adibiti per:

- Quadri MT e BT;
- Comando e controllo;
- Magazzini;
- I servizi di telecomunicazione;
- Il locale misure;
- I servizi ausiliari;
- Depositi e locali igienici.

I fabbricati, verranno ubicati lungo le mura perimetrali della stazione di Trasformazione di consegna (SE Utente), ad una distanza minima da ogni parte in tensione non inferiore ai 10

metri.

I fabbricati avranno pianta rettangolare con altezza fuori terra di circa 4,00 metri e sarà destinato a contenere i quadri di protezione e controllo, i servizi ausiliari, i telecomandi, il locale misura, deposito e servizi igienici e il quadro MT.

I fabbricati destinati agli impianti fotovoltaici, e nello specifico per quanto riguarda i relativi quadri MT a 33 kV, risulteranno identici tra loro. I fabbricati saranno realizzati con struttura portante in c.a. e con tamponatura esterna in mattoni forati intonacati; i serramenti saranno di tipo metallico. La copertura dei fabbricati sarà realizzata con un tetto piano.

L'impermeabilizzazione del solaio sarà eseguita con l'applicazione di idonee guaine impermeabili in resine elastomeriche. Particolare cura verrà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla legge n. 373 e successivi aggiornamenti, nonché alla legge n.10 del 09.01.91 e s.m.i.

Saranno previsti i principali impianti tecnologici come rilevazione fumi e gas, condizionamento, antintrusione, etc. Per le apparecchiature MT sono previste fondazioni in c.a. Inoltre, è prevista la sistemazione del terreno con viabilità interna e recinzione della stazione con pannelli prefabbricati di altezza non inferiore a 2,40 metri.

2.11 Correnti circolanti nell'impianto

Di seguito si fornisce una tabella riassuntiva delle correnti massime circolanti nelle varie zone dell'impianto per le cabine da 1MVA (fatta eccezione per quelle ritenute trascurabili).

Tipologia corrente	I [A]
Corrente massima SSB - Cabina	103
Corrente max di fascio di cavi	13 x 103
Correnti all'impianto dati	Trascurabili
Correnti ai sistemi di sicurezza	Trascurabili
Corrente max illuminazione perimetrale	32
Corrente BT cc ingresso inverter	825
Corrente BT ac uscita inverter	1069

Corrente BT ac totale ingresso trasformatore	2138
Corrente MT da cabina di trasformazione di 1000kVA alla cabina di consegna	19

2.12 Sistemi ausiliari

Sorveglianza e illuminazione

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno una altezza massima di 3,5 m, saranno dislocati ogni 50 m di recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto fotovoltaico.

Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale. Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica. Il funzionamento dell'impianto fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie.

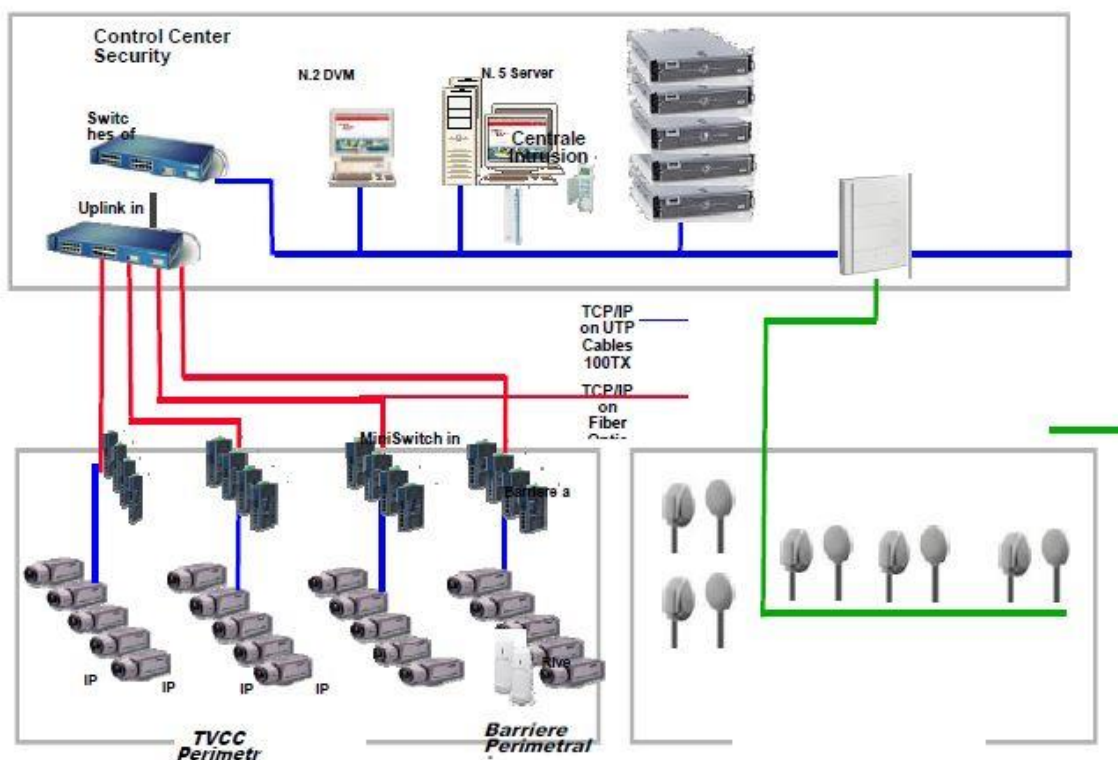


Figura 2 – Schema del Sistema di sorveglianza

L'impianto di illuminazione esterno sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale;
- Illuminazione esterno cabina.

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

Illuminazione perimetrale

- Tipo lampada: Led, Pn = 250W Tipo
- armatura: proiettore direzionabile
- Numero lampade: 1268
- Numero palificazioni: 634
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione
- Distanza media tra i pali: circa 50 m

In fase di progetto esecutivo potranno essere apportati miglioramenti ai rapporti tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio.

Illuminazione esterno cabina

- Tipo lampade: Led 100W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

3 SICUREZZA ELETTRICA

3.1 Protezione dalle sovracorrenti

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8. In particolare sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_{cc}^2 t \leq K^2 S^2$$

Dove:

I_b = corrente di impiego del cavo

I_n = corrente nominale dell'interruttore

I_z = portata del cavo

I_{cc} = corrente di cortocircuito

t = tempo di intervento dell'interruttore

K = coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo

S = sezione del cavo

3.2 Protezione contro i contatti diretti

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

3.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- Messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- Scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in conformità a quanto prescritto dalla norma ceI 64-8.
- Ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella 3:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove:

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, I_a è la corrente differenziale $I_{\Delta n}$.

U_0 tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt.

$U_0(V)$	Tempo di interruzione (s)
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

Tabella 3 – Tempi massimi di interruzione per sistemi TN

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo.

Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a

meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

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

4 COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE

La connessione si compone fisicamente di due impianti:

- Impianto di utenza;
- Impianto di rete.

La realizzazione della stazione di trasformazione (SE di Rete – Impianto di Rete) e consegna (SE di Utenza – Impianto di Utenza) è prevista nel comune di Gibellina (TP), individuata al N.C.T. di Gibellina nel foglio di mappa n. 5, occupando le particelle n. 6, 191, 194, 195, 196, 197, 198, 282, 285, 293, e nel foglio di mappa n. 7 occupando le particelle n. 28, 49, 50, 114, 115, 216, 219, 130, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 220.

L'ubicazione della stazione è prevista su un terreno classificato, urbanisticamente, come area "Agricola" dal Comune di Gibellina (TP).

Stazione elettrica di Rete

La stazione elettrica di rete (SE di Rete) Gibellina rientra nella tipologia delle "Stazioni di Trasformazione", in quanto connette due reti a differente livello di tensione.

La configurazione adottata è quella a doppia sbarra, presenta le sezioni rispettivamente a 220 kV, interamente isolate in aria (AIS – Air insulated substation).

La configurazione finale di impianto è rappresentata nella planimetria di progetto della stazione che per comodità viene di seguito riportata:

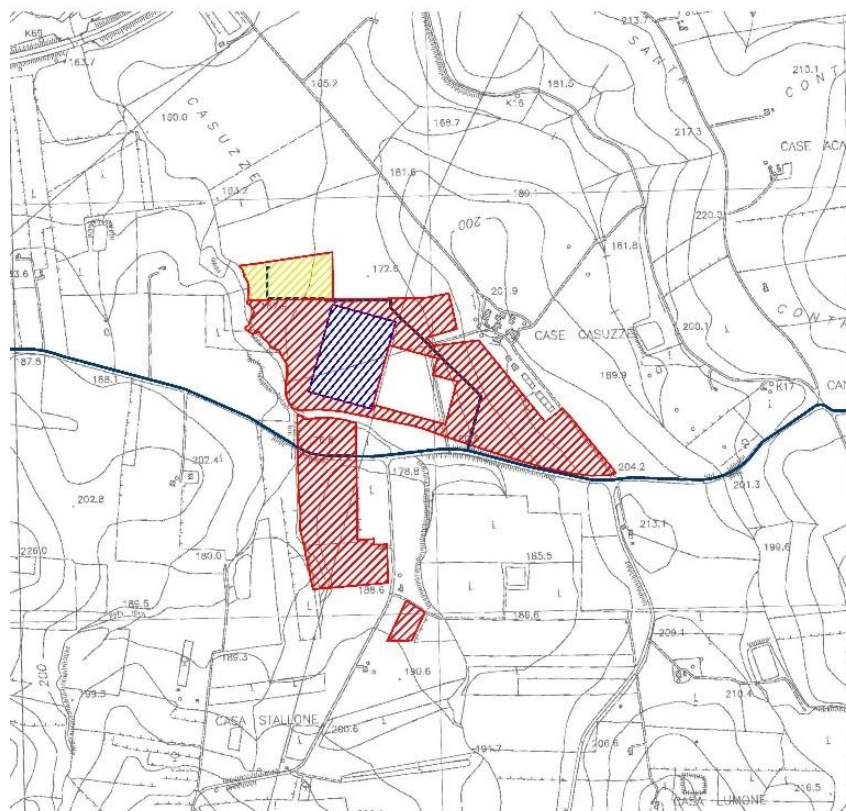


Figura 3 - Planimetria generale stazione rete – Utente

Sezione a 220 kV

La sezione a 220 kV è costituita da:

- n. 1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su un lato;
- n. 2 stalli linea.

La stazione elettrica sarà connessa in configurazione entra-esci alla linea Partanna-Partinico della RTN mediante i due stalli linea suddetti denominati rispettivamente “stallo linea Partanna” e “stallo linea Partinico”.

Il singolo stallo linea è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- n. 2 bobina onde convogliate, installate su 2 delle 3 fasi ed appese al portale arrivo linea;
- n. 1 terna di trasformatori di tensione capacitivi per esterno;
- n. 1 sezionatore orizzontale tripolare 220 kV con lame di terra;
- n. 1 terna di trasformatori di corrente per protezioni e misure, isolati in gas SF6;
- n. 1 interruttore tripolare 220 kV isolato in SF6;
- n. 1 sezionatore verticale tripolare 220 kV per connessione al sistema sbarre.

Le distanze tra le varie apparecchiature rispettano le distanze minime consentite al fine di ridurre al minimo le indisponibilità per manutenzione.

Stazione elettrica Utente

La stazione elettrica Utente è costituita da un raggruppamento di diverse singole sezioni di utente, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

Esternamente alla recinzione, sarà realizzata una strada di servizio, di 4,00 m di larghezza, che si collegherà alla viabilità preesistente. La viabilità di nuova formazione sarà progettata e realizzata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui viene inserita; verrà infatti realizzata previo scorticamento del terreno vegetale esistente per circa uno spessore di 40-50 cm, con successiva realizzazione di un sottofondo di ghiaia a gradazione variabile, e posa di uno strato in misto granulare stabilizzato opportunamente compattato. In nessun caso è prevista la posa di conglomerato bituminoso.

Per l'ingresso alla stazione, saranno previsti dei cancelli carrabili larghi 7,00 m di tipo scorrevole oltre a dei cancelli di tipo pedonale, entrambi inseriti fra pilastri e puntellature in conglomerato cementizio armato.

Sarà inoltre previsto, lungo la recinzione perimetrale della stazione, un ingresso indipendente dell'edificio per il punto di consegna dei servizi di terzi.

Le principali apparecchiature MT, costituenti la sezione 220 kV, saranno le seguenti: trasformatori di potenza, interruttore tripolare, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione (induttivi e capacitivi) per misure e protezione.

Dette apparecchiature sono rispondenti alle Norme tecniche CEI.

Le caratteristiche nominali principali sono le seguenti:

- Tensione massima: 250 kV;
- Trasformatori di potenza: 120 kVA;
- Rapporto di trasformazione AT/MT: 220 / 30 kV;
- Potenza di targa: 100/120 MVA;
- Tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- Interruttore tripolare in SF6;

- Sezionatori orizzontali con lame di messa a terra;
- Trasformatori di corrente;
- Trasformatori di tensione capacitivi;
- Trasformatori di tensione induttivi.

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo.

Disposizione elettromeccanica

L'intera stazione in progetto, di trasformazione (SE di Rete) e consegna (SE di Utenza) sarà del tipo con isolamento in aria a doppio sistema di sbarre. Essa sarà complessivamente così costituita:

- Sezione di sbarre a 220 kV;
- Montanti trasformatori 220 kV e misure fiscali;
- Montante di collegamento con impianto di Terna;
- Quadri MT 30 kV;
- Trasformatori di potenza 220/30 kV;

Ciascun quadro MT è adibito alla raccolta dell'energia prodotta e ognuno di essi afferisce al trasformatore. Per ognuno dei quadri MT è prevista una sezione per il prelievo di energia per i servizi ausiliari di montante e una sezione per un eventuale rifasamento.

Nelle stazioni Rete-Utente sono previsti fabbricati adibiti per:

- Quadri MT e BT;
- Comando e controllo;
- Magazzini;
- I servizi di telecomunicazione;
- Il locale misure;
- I servizi ausiliari;
- Depositi e locali igienici.

I fabbricati, verranno ubicati lungo le mura perimetrali della stazione di Trasformazione di consegna (SE Utente), ad una distanza minima da ogni parte in tensione non inferiore ai 10 metri.

I fabbricati avranno pianta rettangolare con altezza fuori terra di circa 4,00 m e sarà

destinato a contenere i quadri di protezione e controllo, i servizi ausiliari, i telecomandi, il locale misura, deposito e servizi igienici e il quadro MT/AT. I fabbricati destinati agli impianti fotovoltaici, e nello specifico per quanto riguarda i relativi quadri MT/AT, risulteranno identici tra loro.

I fabbricati saranno realizzati con struttura portante in c.a. e con tamponatura esterna in mattoni forati intonacati; i serramenti saranno di tipo metallico. La copertura dei fabbricati sarà realizzata con un tetto piano.

L'impermeabilizzazione del solaio sarà eseguita con l'applicazione di idonee guaine impermeabili in resine elastomeriche. Particolare cura verrà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla legge n. 373 e successivi aggiornamenti, nonché alla legge n.10 del 09.01.91 e s.m.i.

Saranno previsti i principali impianti tecnologici come rilevazione fumi e gas, condizionamento, antintrusione, etc.

Per le apparecchiature MT sono previste fondazioni in c.a. Inoltre, è prevista la sistemazione del terreno con viabilità interna e recinzione della stazione con pannelli prefabbricati di altezza non inferiore a 2,40 m.

Come mostrato in figura 4, il punto di connessione alla rete sarà raggiunto attraverso un tratto di circa 950 metri (K-W SP 12), un tratto di circa 565 metri (U-V Ex consortile n. 38), un tratto di circa 610 metri (T-U Bretella SS624), un tratto di circa 40 metri (S-T Bretella SS624), un tratto di circa 1.400 metri (M-S Bretella SS624), un tratto di circa 520 metri (Q-R Ex consortile n.36), un tratto di circa 160 metri (P-Q Strada Interpodereale), un tratto di circa 400 metri (N-O Strada Vicinale Ravanusa), un tratto di circa 3.170 metri (M-N SP 47 bis), un tratto di circa 2.300 metri (L-M Bretella SS624), un tratto di circa 3.600 metri (K-L SP 9), un tratto di circa 790 metri (I-K Regiam trazzera 343), un tratto di circa 550 metri (I-J Strada Interpodereale), un tratto di circa 2.810 metri (H-I Regia trazzera 343), un tratto di circa 2.305 metri (G-H Regia trazzera 349), un tratto di circa 75 metri (F-G SP 12), un tratto di circa 745 metri (B-F SP 37), un tratto di circa 25 metri (D-E SP 37), un tratto di circa 2.560 metri (B-C SP 37), un tratto di circa 10 metri (A-B SP 37) che si immette all'interno della stazione utente.

Il cavidotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore a 1,5 metri dalla generatrice superiore del cavidotto per quanto riguarda la linea MT e non superiore a 0,80 mt per quanto riguarda la linea BT.

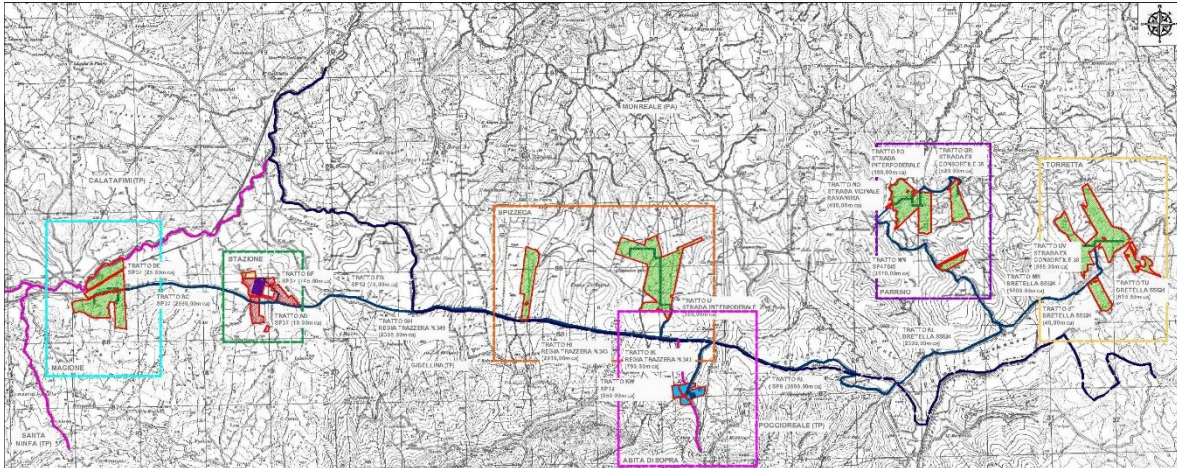


Figura 4 – Percorso del cavidotto di connessione (TAV. IT-COG)

Gruppi di Misura

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo con la rete è necessario misurare:

- L'energia prelevata/impressa in rete;
- L'energia fotovoltaica prodotta.

L'impianto fotovoltaico in esame essendo costituito da 6 campi avrà 6 gruppi di misura dell'energia prodotta, entrambi collocati il più vicino possibile all'inverter, concordati anche con il GSE.

Il gruppo di misura, ad inserzione indiretta con TA e TV, dell'energia prelevata/impressa in rete sarà ubicato nel locale misure della cabina di consegna a valle del Dispositivo Generale. I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura che garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

5 SCHEMA DI COLLEGAMENTO

La configurazione utilizzata per il collegamento dei moduli, compatibile con le caratteristiche delle componenti riassunte nei precedenti paragrafi, è riportata nello schema seguente.

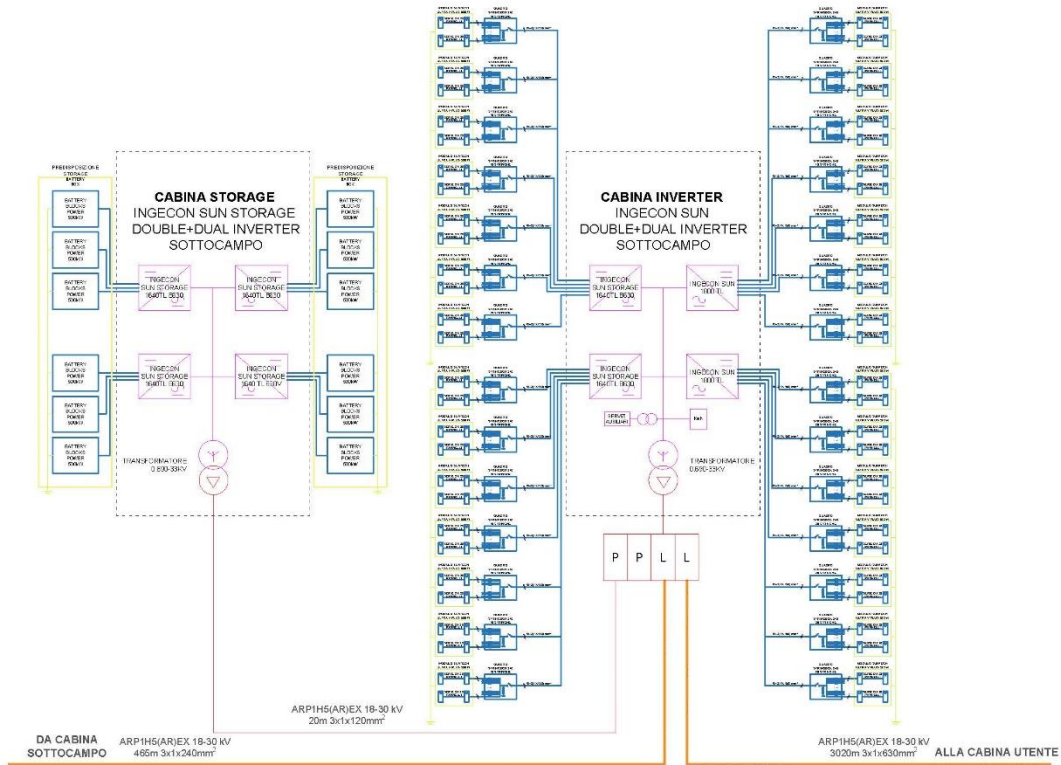


Figura 5: Schema unifilare di principio dell'impianto fotovoltaico

6 GESTIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto. Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie di seguito meglio descritte. Il "Controllo locale", si esegue tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, grazie ad un software apposito, in grado di monitorare e controllare gli inverter grazie ad una rete multidrop che permette l'invio dei segnali dal campo al PC medesimo.

Il "Controllo Remoto", permette la gestione a distanza dell'impianto con l'ausilio di un modem GPRS e schede Data - Logger montata sull'inverter monitorato.

In particolare, quest'ultimo avviene direttamente dalla centrale (servizio di assistenza) con il medesimo software del controllo locale.

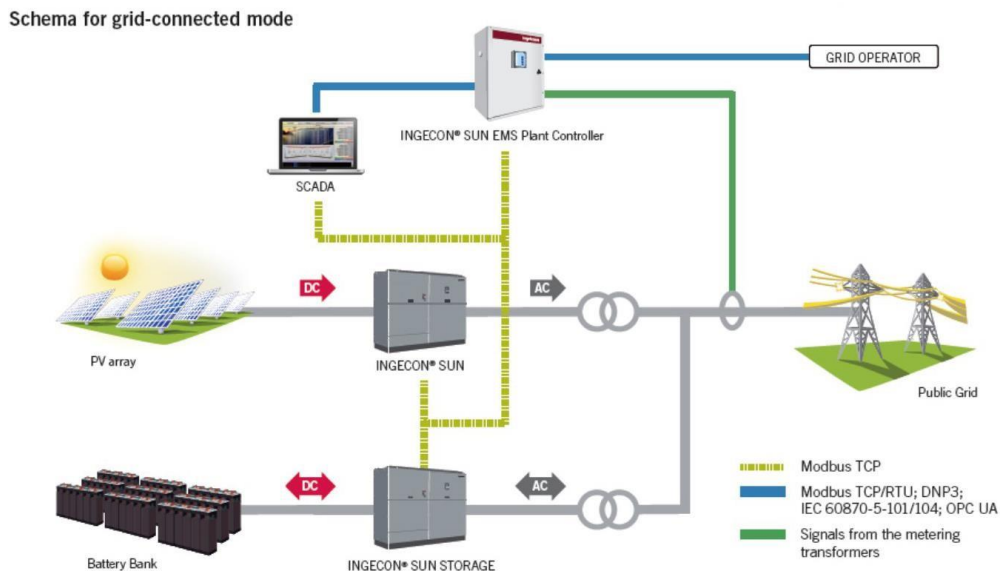


Figura 6 - Sistema di Controllo PV Plant Control System Ingecon

Le grandezze del sistema che possono essere monitorate attraverso entrambi i sistemi sono le seguenti:

- Potenza dell'inverter;
- Tensione/i di campo dell'inverter;
- Corrente/i di campo dell'inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Letture di energia attiva e reattiva prodotte.

7 CARATTERISTICHE DEI COLLEGAMENTI MT

I conduttori utilizzati nell'impianto in oggetto avranno le seguenti caratteristiche tecniche.

7.1 Cavi MT

I cavi per le linee MT a 30 kV avranno le seguenti caratteristiche di massima:

- Designazione: ARG7H1RNRX, ARG7H1RN
- Grado di isolamento : 18/30kV
- Tensione nominale: 30 kV
- Conduttori a corda rigida compatta di alluminio
- Formazioni : come da progetto
- Sezioni: come da progetto

7.2 Normativa di riferimento

È richiesta la totale rispondenza alle normative EC 794-1 di seguito elencate:

- E1, E3, E4, E6, E7, E11, F1;
- F5 con riferimento alla possibilità del fornitore, di poter eseguire la prova che dimostri che la penetrazione all'acqua, con 0.1 bar di pressione, sia inferiore ad 1 metro in 14 giorni.

Su richiesta del committente, il costruttore deve poter effettuare presso i propri stabilimenti o Istituti riconosciuti, tutti i test sopra prescritti.

7.3 Giunzioni, terminazioni e attestazioni

7.3.1 Giunzione cavi MT

Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo MT disponibile, si dovrà provvedere alla giunzione di due spezzoni.

Convenzionalmente si definisce "giunzione" la giunzione tripolare dei tre conduttori di fase più schermo, pertanto ogni giunzione si intende costituita da tre terminali unipolari (connettore di interconnessione) e tre corredi per terminazione unipolare.

Le giunzioni elettriche saranno realizzate mediante l'utilizzo di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi sopra detti.

Tutti i materiali occorrenti e le attività di giunzione sono a carico dell'Appaltatore.

Le giunzioni dovranno essere effettuate in accordo con la norma CEI 20-62 seconda edizione ed alle indicazioni riportate dal Costruttore dei giunti.

L'esecuzione delle giunzioni deve avvenire con la massima accuratezza, seguendo le indicazioni contenute in ciascuna confezione. In particolare occorre:

- Prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità;
- Non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale;
- Utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

Ad operazione conclusa devono essere applicate sul giunto delle targhe identificatrici (o consegnate delle schede) per ciascun giunto in modo da poter individuare: l'Appaltatore, l'esecutore, la data e le modalità di esecuzione. Ciascun giunto sarà segnalato esternamente mediante un cippo di segnalazione.

7.3.2 Terminazione ed attestazione cavi MT

Tutti i cavi MT posati in impianto dovranno essere terminati da entrambe le estremità.

I terminali adatti ai tipi di cavi adottati verranno forniti in conto lavorazione dalla ditta appaltatrice incaricata dei lavori. L'esecuzione delle terminazioni deve essere eseguita esclusivamente da personale specializzato seguendo scrupolosamente le istruzioni fornite dalle ditte costruttrici in merito sia alle modalità sia alle attrezzature necessarie.

Convenzionalmente si definiscono “terminazioni” e “attestazioni” la terminazione e attestazione tripolare dei tre conduttori di fase più schermo.

Nell'esecuzione delle terminazioni all'interno delle celle dei quadri, l'Appaltatore deve realizzare il collegamento di terra degli schermi dei cavi con trecce flessibili di rame stagnato, eventualmente prolungandole e dotandole di capocorda a compressione completo di relativa bulloneria per l'ancoraggio alla presa di terra dello scomparto.

Ogni terminazione deve essere dotata di una targa di riconoscimento in PVC atta ad identificare: Appaltatore, Esecutore, data e modalità di esecuzione nonché l'indicazione della fase (R, S o T). La maggior parte dei cavi per l'impianto di media tensione 30 kV saranno in alluminio di tipo unipolare schermati armati quindi oltre alla messa a terra dello schermo sopra detta, si dovrà prevedere anche la messa a terra dell'armatura del cavo.

Tale armatura, che rimane esterna rispetto al terminale, sarà messa a terra in uno dei seguenti modi:

- Tramite la saldatura delle due bande di alluminio della codetta del cavo di rame;
- Tramite una fascetta (di acciaio inossidabile o di rame) che stringa all'armatura la codetta di un cavo di rame;
- Tramite morsetti a compressione in rame (previo attorcigliamento delle bande di alluminio componenti l'armatura ed unione alla codetta del cavo di rame).

La messa a terra dovrà essere effettuata da entrambe le parti del cavo. Tale messa a terra sarà connessa insieme alla messa a terra dello schermo. Il cavo di rame per la messa a terra sia dell'armatura che dello schermo deve avere una sezione di 35 mm².

7.4 Modalità di posa

7.4.1 Generalità

Tutte le linee elettriche e in fibra ottica oggetto della presente committenza saranno posate in cavidotti direttamente interrati o, dove indicato, posati all'interno di tubi.

Il tracciato dei cavidotti è riportato nel documento di progetto.

I cavi elettrici, rispetto ai piani finiti di strade o piazzali o alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi alla profondità di circa 1,5 m. I cavi saranno posati direttamente all'interno di uno strato di materiale sabbioso (pezzatura massima: 5 mm) di spessore variabile, su cui saranno posati i tegoli o le lastre copricavo. Un nastro segnalatore sarà immerso nel rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido.

La posa dei conduttori si articolerà quindi essenzialmente nelle seguenti attività:

- Scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicata nel documento di progetto;
- Posa dei conduttori e/o fibre ottiche. Particolare attenzione dovrà essere fatta per l'interramento della corda di rame che costituisce il dispersore di terra dell'impianto; infatti questa dovrà essere interrata in uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm nelle posizioni indicate dal documento di progetto;
- Reinterro parziale con sabbia vagliata;
- Posa dei tegoli protettivi;
- Reinterro con terreno di scavo;
- Inserimento nastro per segnalazione tracciato.

Le ulteriori prescrizioni per le opere di tipo civile sono riportate nel capitolato delle opere civili; comunque la posa dovrà essere eseguita a regola d'arte nel rispetto delle normative vigenti.

7.4.2 Modalità di posa dei cavi MT

I cavi MT dell'impianto saranno allettati direttamente nello strato di sabbia vagliata come descritto nel paragrafo precedente. Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte come di seguito indicati:

- Tracciato delle linee: il tracciato delle linee di media tensione dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto. In particolare il tracciato dovrà essere il più breve possibile e parallelo al fronte dei fabbricati dove presenti.
- Posa diretta in trincea: La posa del cavo può essere effettuato secondo i due metodi seguenti:

A bobina fissa: da adottare quando il percorso in trincea a cielo aperto è intercalato con percorsi in tubazioni e quando il percorso è prevalentemente rettilineo o con ampi raggi di curvatura. La bobina deve essere posta sull'apposito alzabobine, con l'asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea e in modo che si svolga dal basso.

Sul fondo della trincea devono essere collocati, ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo, i rulli di scorrimento. Tale distanza non deve comunque superare i 3 metri.

A bobina mobile: da adottare quando il percorso si svolge tutto in trincea a cielo aperto.

Il cavo deve essere steso percorrendo con il carro portabobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo. L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra e a sinistra seguendo una linea sinuosa, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assestamento del terreno.

- Temperatura di posa: Per tutto il tempo di installazione dei cavi, la temperatura degli stessi non deve essere inferiore a 0°C
- Sforzi di tiro per la posa: Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro che devono essere applicati ai cavi non devono superare i 60 N/mm² di sezione totale per i conduttori in rame e i 50 N/mm² di sezione totale per i conduttori in alluminio.
- Raggi di curvatura: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a quanto descritto nella seguente tabella.

SIGLE CAVI: - ARG7H1RNR X, - ARG7H1RNR, - RG7H1RNR X, - RG7H1RNR	Raggio minimo di curvatura per garantire le caratteristiche elettriche del cavo (cm)							
	3x1x50	3x1x70	3x1x95	3x1x120	3x1x150	3x1x185	3x1x240	
Cavo avvolto ad elica	81	87	91	94	98	102	108	
Sezione del cavo	1x120	1x150	1x185	1x240	1x300	1x400	1x500	1x630
Cavo unipolare	63	65	68	72	75	80	85	91

- Messa a terra degli schermi metallici: Lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea è vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

8 CAMPI ELETTROMAGNETICI DELLE OPERE CONNESSE

8.1 Linee elettriche in corrente alternata in media tensione

Il campo magnetico è calcolato in funzione della corrente circolante nei cavidotti in esame e della disposizione geometrica dei conduttori.

Per quanto riguarda il valore del campo elettrico, trattandosi di linee interrato, esso è da ritenersi insignificante grazie anche all'effetto schermante del rivestimento del cavo e del terreno. Nel seguito verranno pertanto esposti i risultati del solo calcolo del campo magnetico. Visto l'impianto fotovoltaico, è stato esaminato come unica situazione significativa ai fini del calcolo dell'intensità del campo di induzione magnetica quella generata dal tratto di posa del cavo che evacua la potenza elettrica generata dall'intero impianto, posta in parallelo, alla distanza di circa 25 cm con una analoga terna di cavi MT che trasporta verso la medesima stazione di utenza, l'intera potenza di un impianto non lontano da quello in esame, caratterizzato dalle sezioni riportate nelle seguenti figure.

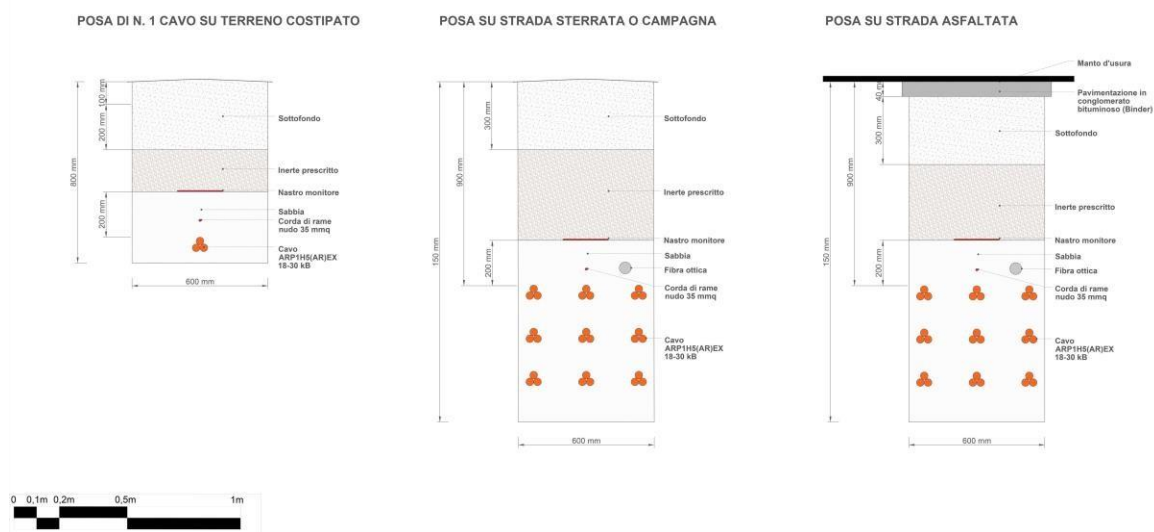


Figura 7 - Sezione tipica di posa della linea in cavo

All'interno del cavidotto in esame si trovano due terne di cavi MT isolati a 30 kV che trasferiscono l'intera potenza dei due impianti verso la stazione di utenza.

Per quanto concerne i cavidotti MT esterni, per il collegamento della cabina d'impianto al quadro MT della stazione d'utenza, si prevede invece l'utilizzo di cavi unipolari di sezione pari a 630 mm², posati a trifoglio.

La corrente massima che può interessare la linea di collegamento MT per l'impianto in oggetto è la seguente:

$$I_{b_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3}V_n \cos\varphi} = \frac{20 \cdot 10^6}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 405,4$$

Nel calcolo, essendo il valore della induzione magnetica proporzionale alla corrente transitante nella linea, è stata presa in considerazione la configurazione di carico che prevede, come detto, una posa dei cavi a trifoglio, ad una profondità di 1 m, con un valore di corrente pari a 710 A, pari alla portata massima della linea elettrica in cavo, secondo la Norma CEI 20-21.

La configurazione dell'elettrodotto è quella di assenza di schermature e distanza minima dei conduttori dal piano viario. Il calcolo è stato effettuato a differenti altezze.

Nella seguente figura 8 è riportato l'andamento dell'induzione magnetica per una sezione trasversale a quella di posa, considerando che lungo il tracciato del cavidotto saranno posate due terne di cavi, relative a due differenti impianti fotovoltaici, nella medesima trincea. Non è invece rappresentato il calcolo del campo elettrico prodotto dalla linea in cavo, poiché in un cavo schermato il campo elettrico esterno allo schermo è nullo.

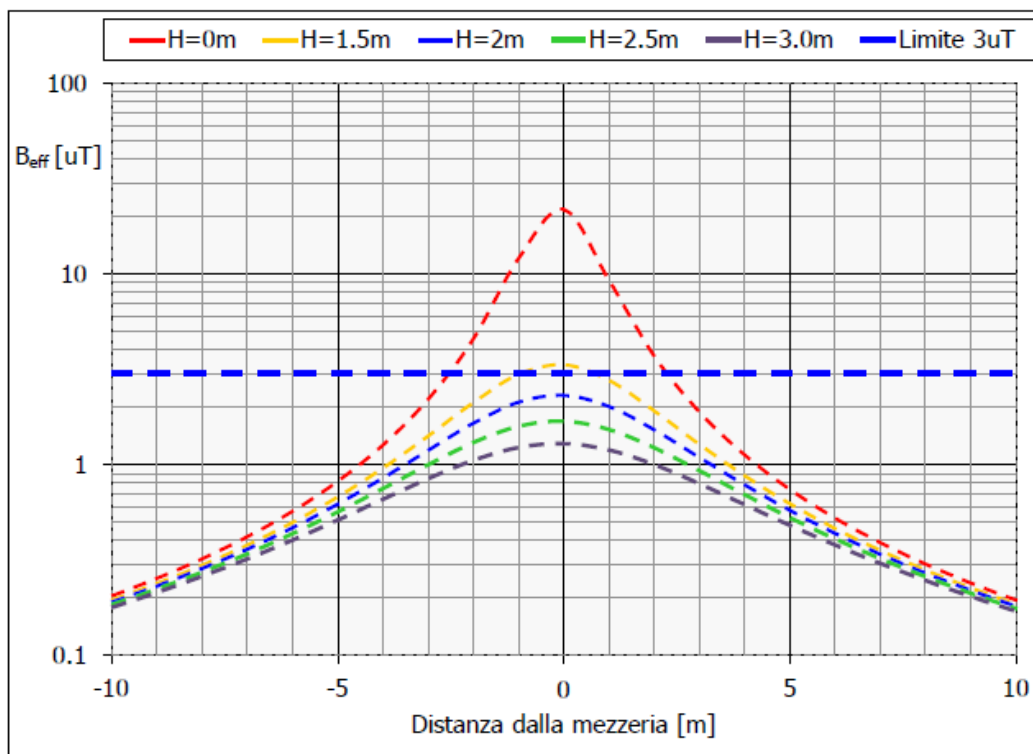


Figura 8 - Andamento dell'induzione magnetica prodotta dalla linea in cavo per la massima corrente del cavo

Si può osservare come nel caso peggiore il valore di $3 \mu\text{T}$ è raggiunto a circa 2,6 m dall'asse del cavidotto.

È da notare che la condizione di calcolo è ampiamente cautelativa, in quanto la corrente che fluirà nel cavidotto sarà quella prodotta dall'impianto fotovoltaico, che, come detto, è pari a 405 A nelle condizioni di massima erogazione, per entrambe le terne.

Se si tiene conto della effettiva corrente, il grafico sopra riportato si modifica come in figura seguente, dove per ciascuna delle due terne si è considerato un valore di corrente pari alla corrente di impiego, e cioè 405 A. In tal caso il valore di $3 \mu\text{T}$ è raggiunto a circa 1,85 m dall'asse del cavidotto.

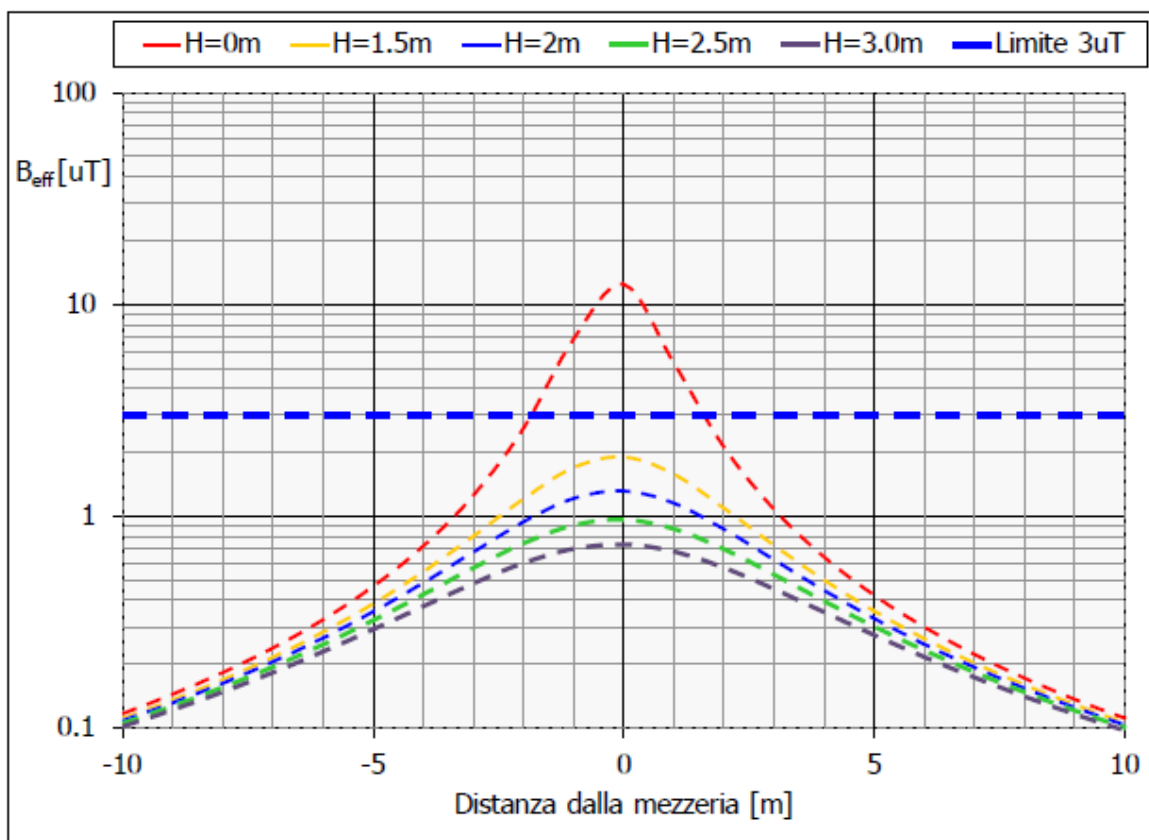


Figura 9 - Andamento dell'induzione magnetica prodotta dalla linea in cavo per la massima corrente dell'impianto

Il tracciato di posa dei cavi è stato studiato in modo che il valore di induzione magnetica sia sempre inferiore a $3 \mu\text{T}$ in corrispondenza dei ricettori sensibili (abitazioni e aree in cui si prevede una permanenza di persone per più di 4 ore nella giornata), pertanto è esclusa la presenza di tali ricettori all'interno della fascia calcolata.

Per la determinazione dell'ampiezza della fascia di rispetto è stata effettuata la simulazione di calcolo per il caso di due terne di cavi, posati alla distanza di 250 mm alla profondità di 1

m, secondo quanto riportato nel presente documento e con la corrente massima per ciascuno dei cavi utilizzati e cioè pari a 710 A. Il risultato del calcolo è riportato nella figura seguente.

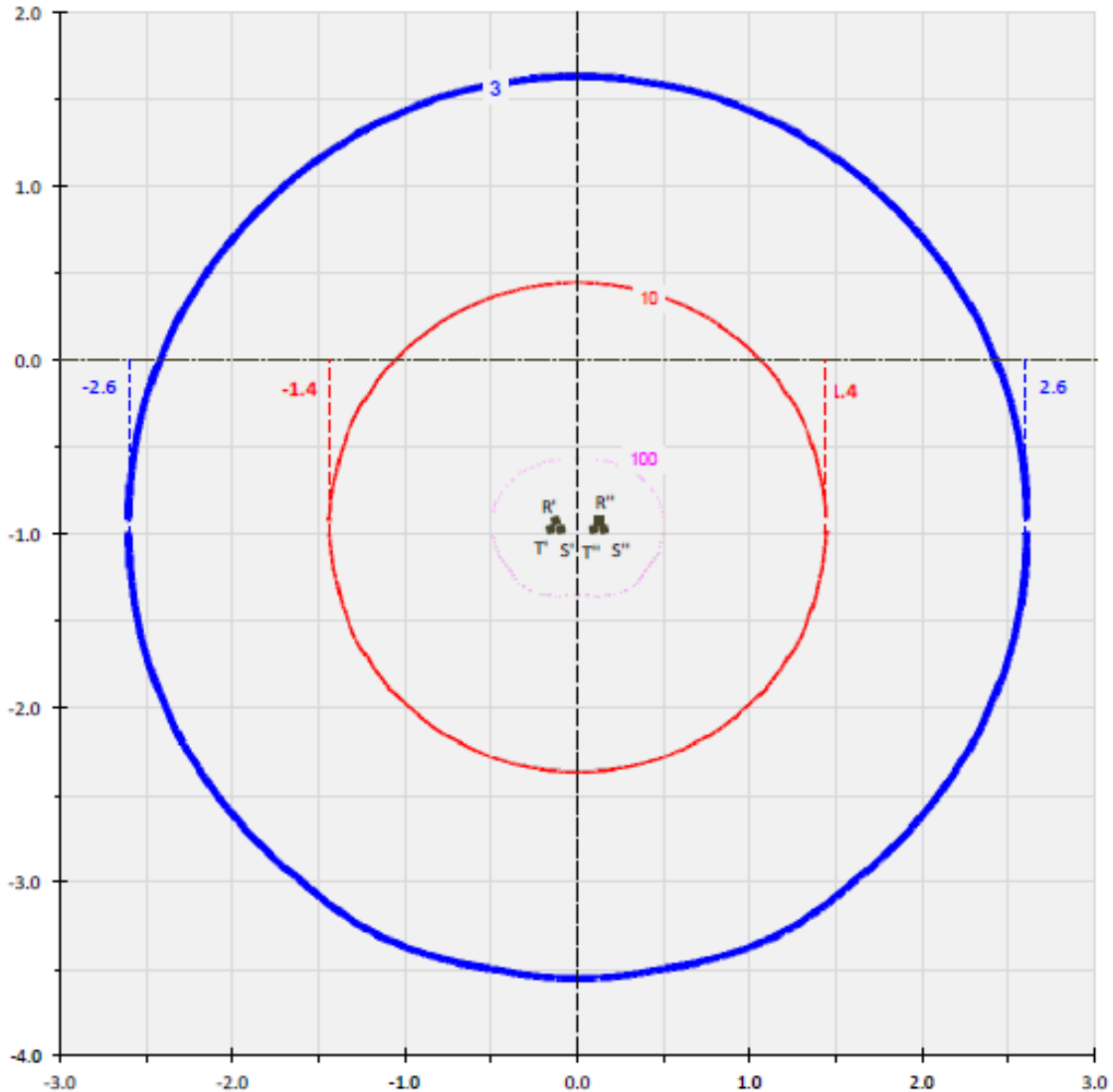


Figura 10 - Curve di equivello per il campo di induzione magnetica generato da una linea MT posata a trifoglio ($I_{max}=710^A$; formazione (3x1x630))

Si può quindi considerare che l'ampiezza della fascia di rispetto sia pari a 3 m, a cavallo dell'asse del cavidotto. Infine, poiché in un cavo schermato il campo elettrico esterno allo schermo è nullo, non è rappresentato il calcolo del campo elettrico prodotto dalla linea in oggetto.