

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI TARANTO
COMUNE DI TARANTO



PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE IN AREA SIN DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE (OFFSHORE) DELLA POTENZA DI 100 MW CON ANNESSO IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE DA 25 MW, IMPIANTO DI MITILCOLTURA E STRUTTURE RELATIVE AL TURISMO SOSTENIBILE

ELABORATO:

PR02

RELAZIONE OPERE ELETTRICHE

SCALA:

-

PROPONENTE:



M FLOATING MAR PICCOLO SRL
 P.zza Fontana 6, Milano
 20122, MI
 P.I. : 13013890960

ELABORATO DA:



Via Caduti di Nassiriya, 55 - 70124 - Bari Tel. 080 3219948

Dott. Ing. Alessandro Antezza
 Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n. 10743



Visto:

il DIRETTORE TECNICO
 Dott. Ing. Orazio Triccapo
 Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n.4985



0	NOV 2023	C.C.	A.A.	O.T.	Elaborato Descrittivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

INDICE

1	PREMESSA	2
2	NORME E STANDARD	2
3	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	4
4	STRUTTURE GALLEGGIANTI	6
4.1	RETE DI COLLEGAMENTO	9
5	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ELETTRODOTTO MARINO E TERRESTRE DI IMPIANTO IN MEDIA TENSIONE E RELATIVO DIMENSIONAMENTO	13
5.1	CARATTERISTICHE DEI CAVI IN MEDIA TENSIONE UTILIZZATI	13
5.2	VERIFICA DELLA PORTATA DI CORRENTE CAVIDOTTI MT	13
5.3	CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA	18
5.4	VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE	20
5.5	VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO	22
6.	CARATTERISTICHE TECNICHE CAVI BT E RELATIVO DIMENSIONAMENTO	23
6.1	CARATTERISTICHE DEI CAVI IN BASSA TENSIONE UTILIZZATI	26
6.2	VERIFICA DELLA PORTATA CAVI BT	27
6.3	POTENZA DISSIPATA DALLE LINEE BT	30
6.4	VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE	32
7.	MODALITA' DI POSA	33
8.	TEMPERATURA DI POSA	34
9.	SOLLECITAZIONE A TRAZIONE	34
10.	RAGGI DI CURVATURA DEI CAVI	35
11.	RIVESTIMENTO METALLICO DEI CAVI	35
12.	LAVORI SU LINEE IN CAVO	35
13.	PROVE DI COLLAUDO	35



1 PREMESSA

Il presente documento costituisce la relazione tecnica opere elettriche del progetto di un impianto fotovoltaico flottante della potenza di 100 MWp in DC e 90 MW in AC, e relative opere di connessione. L'impianto fotovoltaico flottante in progetto sarà installato in prossimità del porto industriale di Taranto, avrà un'estensione di circa 90 ha, interamente a mare, e verrà connesso tramite cavidotto alla stazione elettrica esistente Terna "Taranto N.2" a 150 kV ubicata nel comune di Taranto.

Il layout generale d'impianto prevede una prima trasformazione (da 0,8 kV a 30 kV) nelle cabine BT/MT installate in prossimità dei pannelli, quindi un ulteriore innalzamento della tensione (da 30 kV a 150 kV) presso la stazione di conversione MT/AT di nuova realizzazione. Da tale stazione si sviluppa il cavidotto che raggiunge la stazione Terna "Taranto N.2" e quindi la stazione della RTN.

2 NORME E STANDARD

Di seguito l'elenco delle principali norme tecniche di riferimento.

- 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.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- Guida CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 99-5: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 60076-10: Determinazione dei livelli sonori dei trasformatori di potenza
- CEI EN 61000-6-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali.
- CEI EN 61000-6-4: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali.
- CEI EN 61936-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in c.a. – Parte 1: Prescrizioni



comuni.

- CEI EN 62305-1: Protezioni contro i fulmini – Parte 1: Principi generali.
- CEI EN 62305-2: Protezioni contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio.
- CEI EN 62305-3: Protezioni contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4: Protezioni contro i fulmini – Parte 4: Impianti Elettrici ed elettronici nelle strutture.
- CEI 17-1 Via Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione.
- 17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV.
- IEC 60502-2 IIa Ed. 2005-03: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV (Um = 7,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV)
- IEC 62933-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 1 Vocabulary
- IEC 62933-2-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1 Unit parameters and testing methods - General specification
- IEC 62933-3-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 3-1 Planning and performance assessment of electrical energy storage systems - General specification
- IEC 62933-4-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 4-1 Guidance on environmental issues - General specification
- IEC 62933-5-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-1 Safety considerations for grid-integrated EES systems - General specification
- IEC 62933-5-2: Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-2 Safety requirements for grid-integrated EES systems - Electrochemical-based systems
- NFPA 15: Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
- NFPA 855: Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems
- UL 9540: Standard for Energy Storage Systems and Equipment



- UL 9540°: Standard for Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems
- UNI 9795: Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Progettazione, installazione ed esercizio
- UNI-CEN-TS 14816: Installazioni fisse antincendio - Sistemi spray ad acqua - Progettazione, installazione e manutenzione

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

3 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) denominato "Flottante Taranto" della potenza di 100,0 MWp in DC e 90 MW in AC, con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile. L'impianto offshore prevede un'opera di connessione alla stazione MT/AT di utenza nei pressi della stazione di trasformazione della RTN di "380/150kV Taranto N2", città metropolitana di Taranto (TA). Il progetto è caratterizzato da una polivalenza funzionale in quanto prevede la realizzazione di impianti ad energie rinnovabili (fotovoltaico galleggiante e idrogeno verde), servizi dedicati ai fruitori (turisti e residenti) e attività di mitilicoltura. In questo modo le opere, se pur con funzionalità differenti, fanno parte di un progetto più ampio in grado di fornire servizi ed essere al contempo ambientamento sostenibile. A sostegno delle scelte progettuali, sono stati eseguiti degli studi specialistici con la finalità di individuare le aree idonee per l'insediamento delle opere, sia da un punto di vista ambientale – naturalistico che tecnico – funzionale, in maniera da far collidere le esigenze ambientali, ecosistemiche, portuali, della navigazione e turistiche. Nello specifico sono stati analizzati i vincoli e le prescrizioni presenti nel I Seno del Mar Piccolo di Taranto, oggetto della richiesta di nuova concessione demaniale marittima per installazione dell'impianto fotovoltaico off-shore galleggiante e annesso impianto per la captazione e l'allevamento dei mitili. Come verrà dettagliatamente riportato nei capitoli seguenti, il progetto integrato prevede la realizzazione dei seguenti impianti:

- Impianto fotovoltaico offshore
- Impianto di conversione CC/CA
- Impianto di supervisione e monitoraggio
- Impianto di sorveglianza
- Impianto di trasformazione MT/BT



- Elettrodotta MT di connessione
- Stallo arrivo produttore a 30kV nella stazione di condivisione a 150kV in prossimità della Stazione Elettrica "Taranto"

L'impianto è pertanto composto dalle seguenti strutture:

- n. 34.722 strutture galleggianti con ciascuno 4 moduli fotovoltaici Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp;
- n. 385 inverter di stringa Huawei SUN2000 330KTL-H1;
- n. 26 container power station ciascuno da 4 MVA da 20 piedi;
- n. 1 cabina di raccolta, dove saranno ubicati i locali delle apparecchiature di controllo, misura, alimentazione dei servizi ausiliari;
- n. 1 container per uso magazzino/deposito pezzi di ricambio/vano tecnico da 20 piedi;
- Cavidotti di bassata tensione a 0,8 kV che realizzano la rete di connessione interna all'impianto fra moduli, inverter e cabine di trasformazione.
- cavidotti di media tensione a 30 kV che realizzano la rete elettrica di connessione fra le cabine di trasformazione e la cabina di raccolta;
- cavidotti di media tensione a 30 kV che realizzano la rete elettrica di connessione fra cabina di raccolta e stazione di elevazione a 150 kV con stallo in condivisione.



4 STRUTTURE GALLEGGIANTI

L'impianto è costituito da strutture galleggianti collegate fra loro che vanno a formare le piattaforme flottanti dell'impianto. Nel caso specifico saranno utilizzate strutture galleggianti con telaio in acciaio zincato su ciascuna delle quali saranno installati 4 moduli Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp.

I blocchi galleggianti che vengono assemblati per comporre la struttura misurano 50x50x50 e oltre a garantire il galleggiamento delle strutture, costituiscono anche le passerelle pedonali interne alle piazzole di impianto per consentire l'accesso degli operatori e sulle quali verranno posizionati gli inverter e le canaline per il passaggio dei cavidotti BT sulle piazzole.

Nelle figure sottostanti si riportano i particolari costruttivi delle strutture flottanti e il datasheet dei moduli utilizzati.

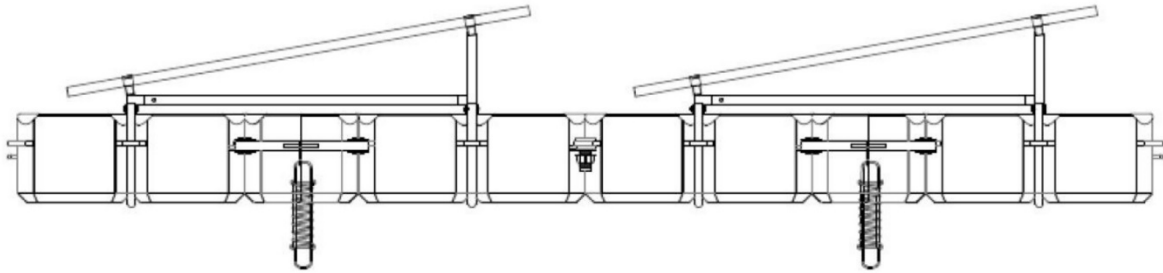


Figura 4.1: particolari costruttivi strutture galleggianti

Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L.**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione in area SIN di Taranto di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

Himalaya G12 Series 700-720W

132-cell Bifacial HJT Half Cell
Double-glass Solar Module


HUASUN | **HETERO JUNCTION TECHNOLOGY**

- HJT 2.0 Technology**
Combining gettering process and single-side $\mu\text{-Si}$ technology to ensure higher cell efficiency and higher module power.
- 0.26%/ $^{\circ}\text{C}$ Pmax temperature coefficient**
More stable power generation performance and even better in hot climate.
- SMBB design with Half-Cut Technology**
Shorter current transmission distance, less resistive loss and higher cell efficiency.
- Up to 90% Bifaciality**
Natural symmetrical bifacial structure bringing more energy yield from the backside.
- Sealing with PIB based sealant**
Stronger water resistance, greater air impermeability to extend module lifespan.
- Higher reliability**
Industrial leading product and performance warranty, ensuring modules' consistent outstanding performance.
- Suitable for Utility project**
Lower BOS cost, lower LCOE.




Power up to 720W

WARRANTY

- Product Warranty **15** years
- Linear Power Warranty **30** years



The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Anhui Huasun reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the latest version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



Elaborato: *Relazione opere elettriche*

Rev. 0 – Novembre 2023

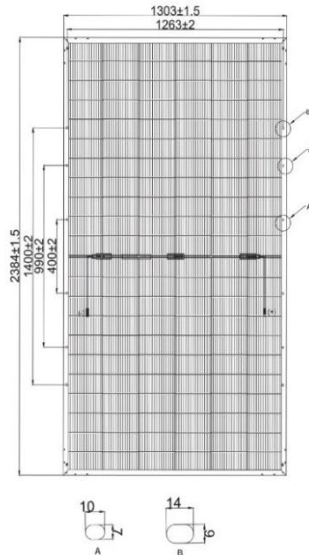
Pagina 7 di 36

Himalaya G12 Series 700-720W
132-cell Bifacial HJT Solar Half Cell Module

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

Engineering Drawings

Unit: mm



Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (P _{max})	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (I _{mp})	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (I _{sc})	17.43A	17.49A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of P_{max} is within +/- 3%.

BSTC**

Maximum Power (P _{max})	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (I _{mp})	18.29A	18.35A	18.41A	18.46A	18.51A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (I _{sc})	19.17A	19.22A	19.28A	19.33A	19.39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

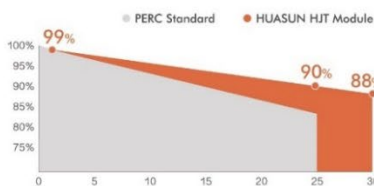
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



* Refer to HUASUN standard warranty for details

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 22)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	38.7 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 original / MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2.0mm

Shipping Configurations

Container Size	HC
Container Size	40'
Pallets Per Container	18
Modules Per Pallet (pcs)	31
Modules Per Container (pcs)	558

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.

HS-210-B132DS-V202301 © Anhui Huasun Energy Co., Ltd. reserves all rights.

NO.99 Qingliu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
Tel: 0086-563-3318095 www.huasunsolar.com
sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

Figura 4.2: Modulo Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp - datasheet



4.1 RETE DI COLLEGAMENTO

La rete elettrica MT dell'impianto flottante in progetto permetterà di trasferire l'energia accumulata verso la cabina di raccolta mediante cavidotto interrato a 30 kV alla stazione di elevazione 150/30 kV in prossimità della stazione Terna di Taranto. L'elettrodotta interrato sarà costituito da cavi unipolari **RG16H1R12 18/30 kV** con conduttori in rame, posati a trifoglio, con guaina isolante in PVC e con tensione di esercizio di 30 kV.

I cavidotti MT saranno di due tipologie, cavidotti marini e cavidotti terrestri. I cavidotti MT marini costituiscono la rete di collegamento dalle cabine di trasformazione alla cabina di raccolta e da quest'ultima fino al punto di attracco dei cavi in cui avviene la conversione del cavidotto da marino a terrestre. I cavidotti terrestri invece costituiscono la linea di connessione dal punto di attracco dei cavi fino alla stazione di elevazione 150/30 kV. I cavidotti marini saranno realizzati con lo stesso tipo di cavo utilizzato per i cavidotti terrestri opportunamente schermato con terne posate a trifoglio in un bauletto in pietrame ricoperto con materassini in materiale cementizio idonei alla posa marina. I cavidotti terrestri saranno interrati ad una profondità minima di 1,5 m dal p.c., in corrispondenza di attraversamenti sarà protetto meccanicamente con tubazione il cui diametro nominale interno non deve essere inferiore a 1,4 volte il diametro del cavo stesso ovvero il diametro circoscritto del fascio di cavi (come prescrive la norma CEI 11-17). L'installazione sarà equipaggiata con una protezione meccanica (lastra o tegolo), un nastro segnalatore e cartelli segnalatori per cavi interrati. I cavi saranno posati in uno scavo a sezione obbligata con larghezza di 0,6 m. Le linee elettriche saranno ricoperte con il medesimo tipo di sabbia vagliata, la restante parte dello scavo sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto di idonee caratteristiche. Di seguito si riporta le planimetrie dei cavidotti in media tensione interni ed esterni all'impianto.



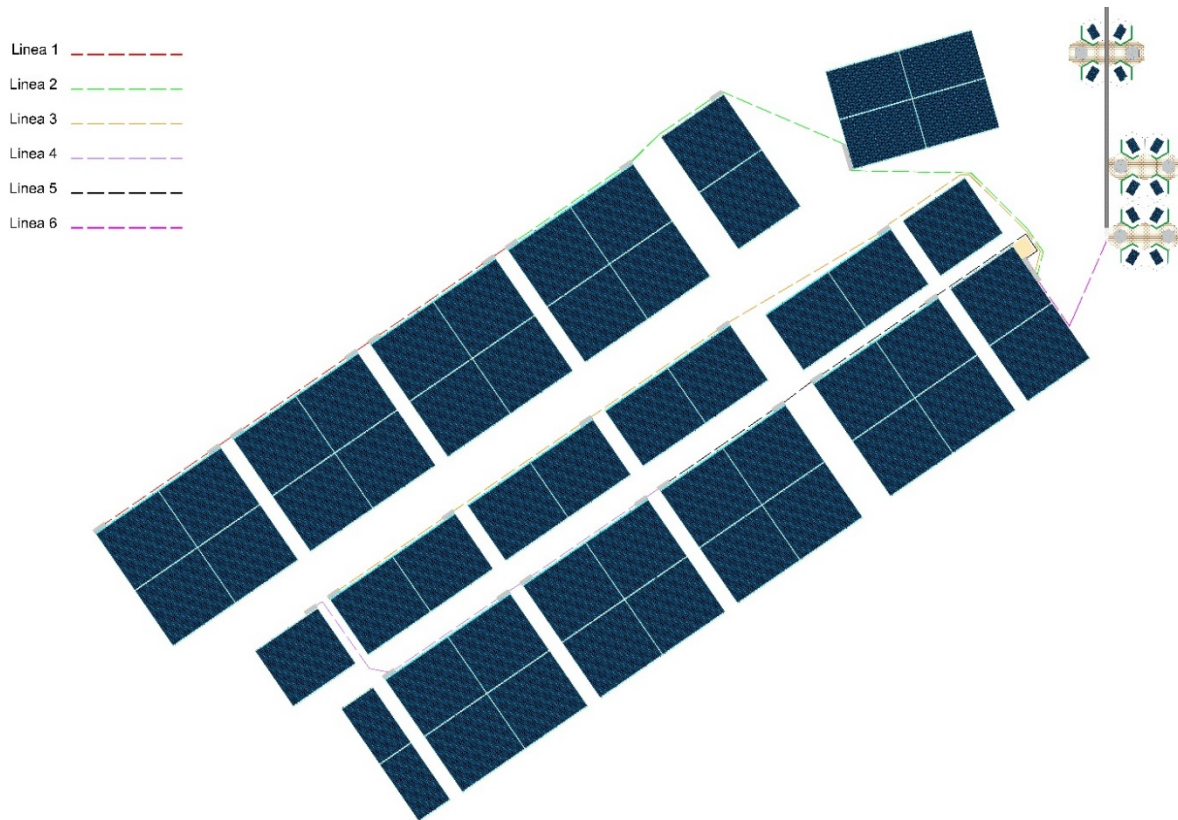


Figura 4.3: Planimetria cavidotti di collegamento impianto

Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche geometriche dei collegamenti MT marini e terrestri:

TRATTA	Lunghezza (m)	V(kV)	Ic (A)	Sez. (mmq)	N. linee in trincea	ΔP (KW)
Linea 1 – cavidotto marino	690	30	364,64	3x1x500	1	10,928
Linea 2 – cavidotto marino	1.020	30	401,11	3x2x500	2	32,308
Linea 3 – cavidotto marino	1.315	30	364,64	3x1x500	1	20,826
Linea 4 – cavidotto marino	650	30	364,64	3x1x500	1	10,294
Linea 5 – cavidotto marino	700	30	364,64	3x2x500	2	22,172
Linea 6 – cavidotto marino/terrestre	10.000	30	455,80	3x4x630	4	561,212

Tabella 4.1: Caratteristiche geometriche linee MT



La tensione di designazione U degli accessori deve essere almeno uguale alla tensione nominale del sistema al quale sono destinati, ovvero 30kV. I componenti e i manufatti adottati per la protezione meccanica supplementare devono essere progettati per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo, secondo quanto previsto nella norma CEI 11-17: 2006-07.

I percorsi interrati dei cavi devono essere segnalati, in modo tale da rendere evidente la loro presenza in caso di ulteriori scavi, mediante l'utilizzo di nastri monitori posati nel terreno a non meno di 0.2m al di sopra dei cavi, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 11-17: 2006-07. I nastri monitori dovranno riportare la dicitura "Attenzione Cavi Energia in Media Tensione" per le linee MT.

In *figura 8* si riportano le sezioni tipo dei cavidotti rispettivamente in media tensione.

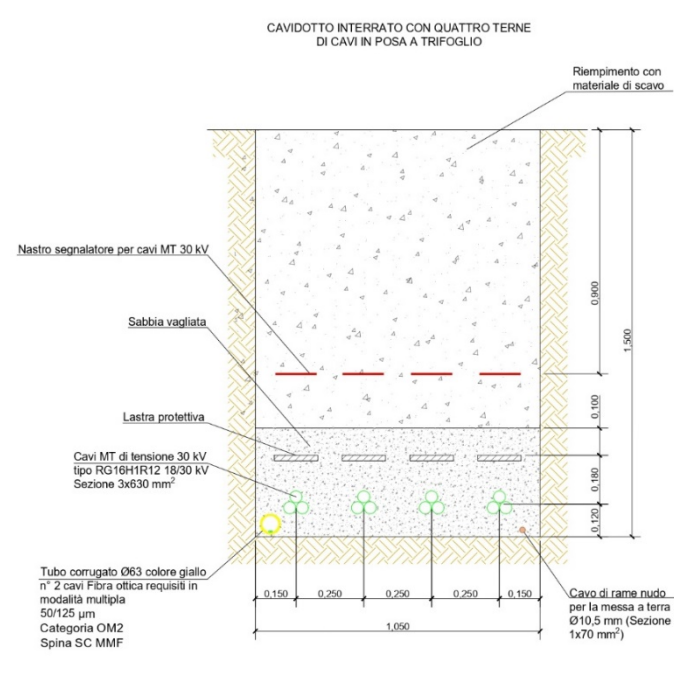


Figura 4.4: Sezioni tipo cavidotto MT terrestri a 30 kV

Progetto per la realizzazione in area SIN di Taranto di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

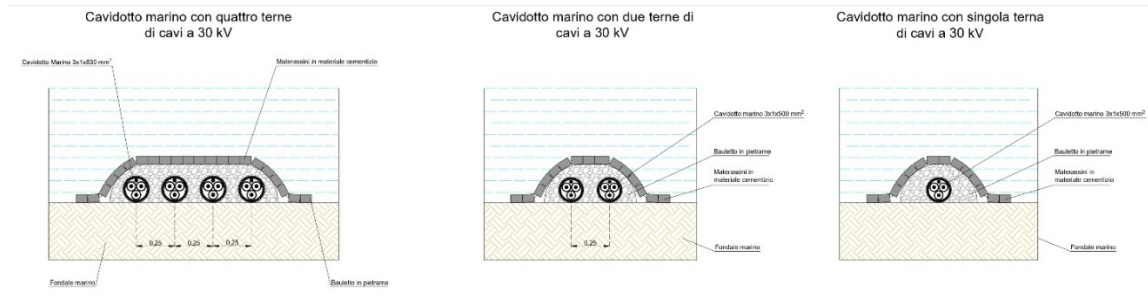


Figura 4.5: Sezioni tipo cavidotto MT Marino a 30 kV

Le terminazioni e le giunzioni per i cavi di energia devono risultare idonee a sopportare le sollecitazioni elettriche, termiche e meccaniche previste durante l'esercizio dei cavi in condizioni ordinarie ed anomale (sovracorrenti e sovratensioni).

5 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ELETTRODOTTO MARINO E TERRESTRE DI IMPIANTO IN MEDIA TENSIONE E RELATIVO DIMENSIONAMENTO

5.1 CARATTERISTICHE DEI CAVI IN MEDIA TENSIONE UTILIZZATI

I collegamenti di media tensione saranno realizzati mediante cavi ad isolamento solido non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio (CEI 20-22/2, 20-37, 20-38, 20-35, 20-38/1, 20-22/3, 20-27/1). In modo particolare sarà studiata la migliore condizione di posa dei cavi di media tensione, al fine di equilibrare la distribuzione delle correnti nelle fasi.

Nella posa saranno rispettate le prescrizioni del costruttore, con il fine di mantenere i coefficienti di correzione delle portate di corrente prossimi all'unità. Il linee di elettrodotto MT dell'impianto presenteranno tratte di cavidotto marino e una tratta di cavidotto terrestre interrato, esse saranno costituite da terne composte da 3 cavi unipolari realizzati con conduttore in rame di tipo **RG16H1R12 18/30 kV**, posati a trifoglio con sezione **500 mm²** e **630 mm²**(a seconda delle caratteristiche della linea), isolante in HEPR G16, schermatura in rame e guaina esterna in PVC R12.

5.2 VERIFICA DELLA PORTATA DI CORRENTE CAVIDOTTI MT

Poiché l'elettrodotto dovrà assicurare una portata di 100,000 MW in AC, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto, la corrente massima di impiego può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32. Per la realizzazione del cavidotto saranno utilizzate una o due terne di cavi con posa marina a trifoglio per le linee di collegamento fra le cabine di trasformazione e la cabina di raccolta a seconda della potenza che le interessa, mentre per la linea di collegamento fra la cabina di raccolta la SEE 30/150 kV saranno utilizzate quattro terne di cavi sia nella tratta di cavidotto marino, sia in quella di cavidotto terrestre interrato. Per calcolare la corrente massima che interessa la singola terna di cavi utilizziamo la seguente formula:

$$I_{b1_max} = \frac{P_{max}/n.terne}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi}$$

Dove si è considerando 30 KV come tensione nominale, P_{max} la potenza totale che interessa l'elettrodotto e con "n.terne" il numero di terne in posa a trifoglio che costituiscono l'elettrodotto.

Le potenza AC che interessa ciascuna terna è la seguente:



$$P_{max1} = \frac{P_{DC-1}}{1,11} = \frac{20,0 \cdot 10^6}{1,11} = 18,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max2} = \frac{P_{DC-2}}{1,11} = \frac{44,0 \cdot 10^6}{1,11} = 39,600 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max3} = \frac{P_{DC-3}}{1,11} = \frac{20,0 \cdot 10^6}{1,11} = 18,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max4} = \frac{P_{DC-4}}{1,11} = \frac{20,0 \cdot 10^6}{1,11} = 18,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max5} = \frac{P_{DC-5}}{1,11} = \frac{40,0 \cdot 10^6}{1,11} = 36,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max6} = \frac{P_{DC-6}}{1,11} = \frac{100,0 \cdot 10^6}{1,11} = 90,000 \cdot 10^6 W$$

In base alla disposizione delle linee MT riportata in *Tabella 1* si determina la corrente massima che interessa ciascuna linea che risulta pertanto la seguente:

$$I_{b1,max} = \frac{P_{max1}/n.terne\ linea1}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{18,000 \cdot 10^6 / 1 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b2,max} = \frac{P_{max2}/n.terne\ linea2}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{39,600 \cdot 10^6 / 2}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{19,800 \cdot 10^6 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 401,11 A$$

$$I_{b3,max} = \frac{P_{max3}/n.terne\ linea3}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{18,000 \cdot 10^6 / 1}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b4,max} = \frac{P_{max4}/n.terne\ linea4}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{18,000 \cdot 10^6 / 1 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b5,max} = \frac{P_{max5}/n.terne\ linea5}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{36,000 \cdot 10^6 / 2}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{18,000 \cdot 10^6 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b6,max} = \frac{P_{max6}/n.terne\ linea6}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{90,000 \cdot 10^6 / 4}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{22,5 \cdot 10^6 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 455,80 A$$

Le linee saranno realizzate interamente in cavo marino per le linee dalla 1 alla 6 mentre inavidotto terrestre interrato per la linea7 in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale. I cavi utilizzati saranno del tipo RG16H1R12 unipolare ad isolamento PVC.



Per il dimensionamento della sezione si è considerata una corrente massima teorica di 790 A per le linee dalla 1 alla 5 e di 885 per la linea 6(vedi Tab.1 tipica per cavi di media tensione isolati in gomma HEPR con posa a trifoglio), a cui corrisponde una sezione dei cavi da **500 mm²** e **630 mm²** (vedi tabella riportata di seguito dove è riportata la corrente I₀).

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	702	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tabella 5.1: Caratteristiche elettriche cavo RG16H1R12 – 18/30 kV

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁ = 0,89 (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

K₂ = 1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

K₃ = 0,94 (fattore di correzione per profondità di interramento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

K₄ = 0,82 è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo:

$$I_{z,500} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 790 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 553,48 > I_{b2,max} = 401,11 A$$

$$I_{z,630} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 885 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 607,12 > I_{b6,max} = 455,80 A$$



Dalla quale si evince che la corrente massima sopportabile dal cavo scelto è superiore alla massima corrente che nelle condizioni di posa interessa la linea 2 che è quella la cui corrente è più elevata rispetto alle altre linee con sezione da 500 mm², analogamente anche per la linea 6 di collegamento fra cabina di raccolta e stazione di elevazione è verificato che la corrente sopportabile da ciascuna terna è superiore alla corrente massima di progetto. Se inoltre si considera che i fattori correttivi sono stati scelti ponendoci nelle condizioni peggiori possibili al fine di avere un significativo margine di sicurezza, allora certamente il cavo scelto soddisfa la verifica sulla portata di corrente per tutte le linee mt in cavidotto marino menzionate. Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

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



Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

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

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

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 630 mm² la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

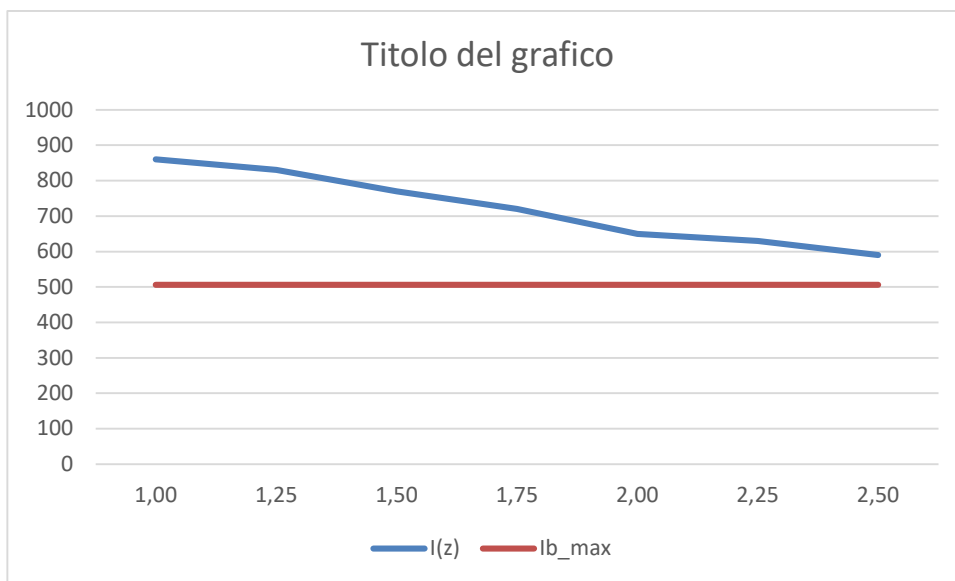


Figura 5.1: Confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.



5.3 CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA

Per il calcolo del fattore di dissipazione del cavo si è considerata la resistenza apparente del cavo a 90°C e 50 Hz:

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portata di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistance 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x35	0.524	0.14	0.669	0.669	0.15	0.20	191	212	182	188
1x50	0.387	0.15	0.494	0.494	0.15	0.20	229	254	214	222
1x70	0.268	0.16	0.342	0.342	0.14	0.20	285	316	263	272
1x95	0.193	0.18	0.246	0.246	0.13	0.19	347	387	314	325
1x120	0.153	0.19	0.196	0.196	0.13	0.18	401	445	358	370
1x150	0.124	0.20	0.159	0.158	0.12	0.18	452	505	400	415
1x185	0.0991	0.22	0.128	0.127	0.12	0.18	520	580	453	469
1x240	0.0754	0.24	0.0985	0.0972	0.11	0.17	615	680	525	540
1x300	0.0601	0.27	0.0797	0.0779	0.11	0.17	705	775	593	606
1x400	0.0470	0.29	0.0638	0.0616	0.11	0.16	815	895	671	685
1x500	0.0366	0.32	0.0517	0.0489	0.10	0.16	943	1030	761	775
1x630	0.0283	0.36	0.0425	0.0389	0.099	0.16	1085	1170	860	875

Note

Le portate dei cavi interrati sono stati calcolati con resistività termica del Terreno 100°C cm/W

Note

The current carrying capacities of underground cables have been calculated with thermal resistivity of the Land 100 ° C cm / W

Tabella 5.2: Resistenza apparente dei cavi in media tensione

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui la potenza dissipata dalla linea MT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = 0,0517 [\Omega/\text{km}] \cdot (I_{z_500})^2 = 15.838 \text{ W/km}$$

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = 0,0425 [\Omega/\text{km}] \cdot (I_{z_630})^2 = 15.665 \text{ W/km}$$

Quindi la potenza dissipata dalle linee interne ed esterne risultano:

$$\Delta P_{\text{linea}_1} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea esterna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 0,690 \text{ km} = \mathbf{10.928 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{\text{linea}_2} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 1,020 \text{ km} = \mathbf{16.154 \text{ W}}$$



$$\Delta P_{linea_3} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 1,315 \text{ km} = \mathbf{20.826 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{linea_4} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 0,650 \text{ km} = \mathbf{10.294 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{linea_5} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 0,700 \text{ km} = \mathbf{11.086 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{linea_6} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.665 [\text{W/km}] \cdot 10,000 \text{ km} = \mathbf{156.650 \text{ W}}$$

La caduta di potenza percentuale sulle suddette linee è data rispettivamente da:

$$\Delta P_{\% - linea_1} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{1 \cdot 10.928 \text{ W}}{18,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,061\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_2} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 16.154 \text{ W}}{39,600 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,082\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_3} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{1 \cdot 20.826 \text{ W}}{18,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,116\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_4} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{1 \cdot 10.294 \text{ W}}{18,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,057\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_5} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 11.086 \text{ W}}{36,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,062\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_6} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{4 \cdot 156.650 \text{ W}}{90,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,696\%$$

Quindi la caduta di potenza percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%) per tutte le linee mt in cavidotto marino.

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa in cavidotto marino MT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotta):

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna della linea con sezione da 500mm² con portata di corrente massima (linea2)	401,11 A
Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna della linea con sezione da 630mm² portata di corrente massima (linea6)	455,80 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna da 500 mm²	553,48 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna da 630 mm²	607,12 A
Corrente Massima teorica di una singola terna da 500 mm²	790 A
Corrente Massima teorica di una singola terna	885 A



da 630 mm ²	
Potenza in immissione AC per singola terna da 630 mm ²	22,500 MW
Potenza totale impianto DC(AC)	100,000 MW (90 MW)
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in HEPR di qualità G16, 1x500 mm ² per ciascuna terna
Numero max di terne/circuiti di connessione alla rete in AT	4
Lunghezza max cavidotto marino	10,000 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio su fondale marino
Potenza dissipata per km dalla singola terna con sezione da 500mm ²	15,838 KW
Potenza dissipata per km dalla singola terna con sezione da 630mm ²	15,665 KW
Potenza massima dissipata da una linea mt più lunga e con portata massima con sezione da 500mm ² (linea 2)	32,308KW
Potenza massima dissipata da una linea mt più lunga e con portata massima con sezione da 630mm ² (linea 2)	626,60 KW

Tabella 5.3: Caratteristiche della posa cavidotto marino per cavi MT

5.4 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V_{linea_mt} = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot (r_{90^\circ} \cdot \cos \phi + x \sin \phi)$$

Dove:

- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $\sin \phi = \sin(\arccos(\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,0517$ [Ω/Km]
- $x = 0,081$ [Ω/Km]



Dal calcolo risulta:

$$\begin{aligned} \Delta V_{linea1} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 0,690 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{34,85 V} \\ \Delta V_{linea2} &= \sqrt{3} \cdot 401,11 \cdot 1,020 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{56,77 V} \\ \Delta V_{linea3} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 1,315 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{66,54 V} \\ \Delta V_{linea4} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 0,650 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{32,89 V} \\ \Delta V_{linea5} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 0,700 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{35,42 V} \\ \Delta V_{linea6} &= \sqrt{3} \cdot 455,80 \cdot 10,00 \text{ km} \cdot (0,0425 \cdot 0,95 + 0,099 \cdot 0,31) = \mathbf{561,04 V} \end{aligned}$$

Per la reattanza di fase chilometrica x e la resistenza chilometrica sono stati utilizzati i valori riportati nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione del cavo di 500 mm²:

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portata di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x35	0.524	0.14	0.669	0.669	0.15	0.20	191	212	182	188
1x50	0.387	0.15	0.494	0.494	0.15	0.20	229	254	214	222
1x70	0.268	0.16	0.342	0.342	0.14	0.20	285	316	263	272
1x95	0.193	0.18	0.246	0.246	0.13	0.19	347	387	314	325
1x120	0.153	0.19	0.196	0.196	0.13	0.18	401	445	358	370
1x150	0.124	0.20	0.159	0.158	0.12	0.18	452	505	400	415
1x185	0.0991	0.22	0.128	0.127	0.12	0.18	520	580	453	469
1x240	0.0754	0.24	0.0985	0.0972	0.11	0.17	615	680	525	540
1x300	0.0601	0.27	0.0797	0.0779	0.11	0.17	705	775	593	606
1x400	0.0470	0.29	0.0638	0.0616	0.11	0.16	815	895	671	685
1x500	0.0366	0.32	0.0517	0.0489	0.10	0.16	943	1030	761	775
1x630	0.0283	0.36	0.0425	0.0389	0.099	0.16	1085	1170	860	875

Note

Le portate dei cavi interrati sono stati calcolati con resistività termica del Terreno 100°C cm/W

Note

The current carrying capacities of underground cables have been calculated with thermal resistivity of the Land 100 ° C cm / W

Tabella 5.4: Caratteristiche elettriche cavo RG16H1R12 – 18/30 kV

La caduta di tensione percentuale è data da:

$$\Delta V_{\% - linea1} = \frac{\Delta V_{linea1}}{V_n} \cdot 100 = \frac{34,85 V}{30000 V} \cdot 100 \approx 0,116\%$$

$$\Delta V_{\% - linea2} = \frac{\Delta V_{linea2}}{V_n} \cdot 100 = \frac{56,77 V}{30000 V} \cdot 100 \approx 0,189\%$$

$$\Delta V_{\% - linea3} = \frac{\Delta V_{linea3}}{V_n} \cdot 100 = \frac{66,54 V}{30000 V} \cdot 100 \approx 0,2222\%$$



$$\Delta V_{\%-\text{linea4}} = \frac{\Delta V_{\text{linea4}}}{V_n} \cdot 100 = \frac{32,89 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 0,109\%$$

$$\Delta V_{\%-\text{linea5}} = \frac{\Delta V_{\text{linea5}}}{V_n} \cdot 100 = \frac{35,42 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 0,118\%$$

$$\Delta V_{\%-\text{linea6}} = \frac{\Delta V_{\text{linea6}}}{V_n} \cdot 100 = \frac{561,04 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 1,870\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

5.5 VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

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

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5s$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame risulta $K=143$, mentre per conduttori in alluminio $K=92$

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT: $I_{cc} = 16 \text{ kA}$, mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: $t = 0,7 \text{ s}$, pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

Quindi le sezioni scelte pari a 500 mm^2 e 630 mm^2 soddisfano ampiamente la verifica al corto circuito.

Per quanto concerne le correnti di corto circuito si è considerato indicativamente il valore di "short circuit rating for 1 second duration" espresso in KA e riportato nell'estratto della tabella seguente ($47,00 \text{ KA}$ per conduttori in alluminio da 500 mm^2 e $71,50$ per conduttori in rame da 500 mm^2 , $59,22 \text{ KA}$ per conduttori in alluminio da 630 mm^2 e $90,09 \text{ KA}$ per conduttori in rame da 630 mm^2):



Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	K.amps	K.amps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	660	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tabella 5.5: Valori di corto circuito per la sezione cavi MT scelta

6. CARATTERISTICHE TECNICHE CAVI BT E RELATIVO DIMENSIONAMENTO

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento fra gli inverter di stringa e le cabine di trasformazione a 30 kV. I cavi BT dovranno garantire per ogni singola linea una portata max di corrente pari alla corrente max in uscita dagli inverter per ciascuna linea.

In uscita da ogni container consideriamo la seguente corrente max:

$$I_{b_max} = 238,2 \text{ A}$$

Pari alla potenza max sostenibile dagli inverter (Figura 11), di seguito si riporta la scheda tecnica per l'inverter utilizzato.



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L.**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione in area SIN di Taranto di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

SUN2000-330KTL-H1 Smart PV Controller

For APAC, LATAM & EUROPE



Max. Efficiency
≥ 99.0%



Smart Connector-level
Detection (SCLD)



Smart Self-cleaning
Fan (SSCF)



IP66
Protection



MBUS
Supported



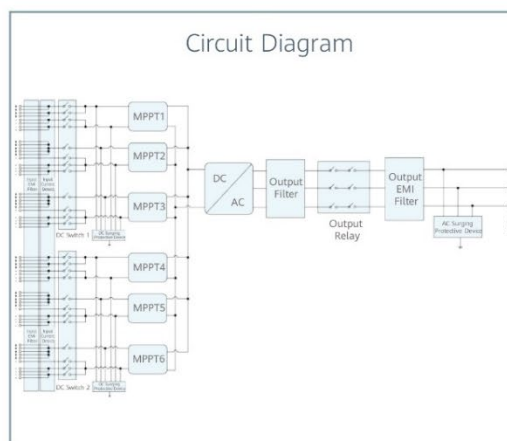
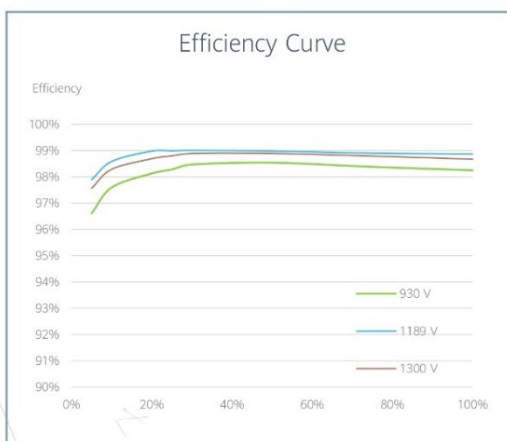
Smart String-level
Disconnection (SSLD)



Smart IV Curve Diagnosis
Supported



Surge Arresters for
DC & AC



Elaborato: Relazione opere elettriche

Rev. 0 – Novembre 2023

Pagina 24 di 36

SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.0%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	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 _i < 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.	

SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 6.1: Scheda tecnica con caratteristiche elettriche inverter Huawei SUN2000 330KTL-H1



6.1 CARATTERISTICHE DEI CAVI IN BASSA TENSIONE UTILIZZATI

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo unipolare FG16OR16 – 0,6/1 kV ad isolamento in HEPR di qualità G16 di cui si riporta di seguito la scheda tecnica.



FG16R16 / FG16OR16 0,6/1 kV
CPR Cca-s3,d1,a3



Model Product: P10-P11 - 20190405

Cavi per energia e segnalazioni flessibili per posa fissa, isolati in HEPR di qualità G16, non propaganti l'incendio a ridotta emissione di gas corrosivi. In accordo al Regolamento Europeo(CPR) UE 305/11
Flexible or rigid power control cable for fixed installations not propagating fire and with low corrosive gas emission. G16 quality HEPR insulated.CPR UE 305/11

(Conforme alla direttiva BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2) Regolamento CPR UE 305/11)

(Accordingly to the standards BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2)CPR UE 305/11)

Norme di riferimento

Standards

CEI 20-13 IEC 60502-1 CEI UNEL 35318-35322-35016
EN 50575:2014 + EN 50575/A1:2016



Conduttore flessibile di rame rosso ricotto classe 5. Isolamento in HEPR di qualità G16 Riempitivo in materiale non fibroso e non igroscopico Guaina in miscela termoplastica tipo R16	Class 5 flexible copper conductor. Elastomeric mixture insulation (G16 quality). Not fibrous and not hygroscopic filler Outer Sheath PVC R16 type.
---	---

Tensione nominale U0	600V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U0
Tensione nominale U	1000V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U
Tensione di prova	4000 V	Test voltage
Tensione massima Um	1200V(AC) 1800V(DC)	Maximun voltage Um
Temperatura massima di esercizio	90	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm²	250	Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm²
Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm²	220	Maximun short circuit temperature for sections over 240mm²
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature


Condizioni di impiego piu comuni Adatti per L'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di Ingegneria civile con l'obbiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e fumo,conformi al Regolamento CPR .Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Per posa fissa in aria libera, in tubo o canaletta, su muratura e strutture metalliche o sospesa. Adatti anche per posa interrata diretta o indiretta.Non indicato per sringhe di collegamento con pannelli fotovoltaici.Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti esterni anche bagnati AD7.Caratteristiche particolari buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Caratteristiche Particolari,buon comportamento alle basse temperature a resistente ai raggi UV.	Common features For electrical power system in constructions and other civil engineering bulginings,in order to limit fire and smoke production and spread in accordance with the CPR. Power and control use outdoor and indoor applications, even wet. Suitable for fixed installations at open air, in tube or canals, masonry, metals structures, overhead wire and for direct or indirect underground wiring.Not indicated for connection with photovoltaic panels.Power and control use outdoor applications, even wet AD7.Special features good resistance to industrial oils and greases. Good behavior at low temperatures. UV resistant.
---	---

Figura 6.2: Scheda tecnica cavi BT tip FG16OR16 – 0,6/1 kV



6.2 VERIFICA DELLA PORTATA CAVI BT

Le linee BT interne al campo presentano lunghezze massime non superiori a 550 m, per motivi cautelativi ai fini del calcolo delle cadute di potenza, caduta di tensione e perdita di potenza attiva si considererà una lunghezza delle linee BT di 600 m. Per il dimensionamento della sezione si è considerata per le linee BT, una corrente massima teorica di 429 A, a cui corrisponde una sezione dei cavi da 300 mm² (vedi Tab.I e Tab.II tipiche per cavi di bassa tensione isolati in gomma HEPR dove è riportata la corrente I₀).



FG16R16 / FG16OR16 0,6/1 kV
CPR Cca-s3,d1,a3

FG16(O)R16 0,6/1kV



Model Product: P10-P11 - 20211103

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro esterno massimo	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							30° In tubo in aria	20°C Interrato
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Maximum outer diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30° In pipe	20°C In ground
Unipolare / Single core								
1x	4	2.6	0.7	9.30	82	4.95	37	35
1x	6	3.4	0.7	9.90	101	3.3	48	44
1x	10	4.4	0.7	10.9	152	1.91	66	59
1x	16	5.7	0.7	11.4	211	1.21	88	77
1x	25	6.9	0.9	13.2	301	0.78	117	100
1x	35	8.1	0.9	14.6	396	0.554	144	121
1x	50	9.8	1	16.4	556	0.386	175	150
1x	70	11.6	1.1	17.3	761	0.272	222	184
1x	96	13.3	1.1	20.4	991	0.206	260	217
1x	120	15.1	1.2	22.4	1219	0.161	312	259
1x	150	16.8	1.4	24.8	1517	0.129	355	287
1x	185	18.6	1.6	27.2	1821	0.106	417	323
1x	240	21.4	1.7	30.4	2366	0.0801	490	379
1x	300	23.9	1.8	33.0	2947	0.0641	-	429
1x	400	27.5	2	37.7	3870	0.0486	-	541
1x	500*	28.5	2.1	45.0	4790	0.0384	-	599
1x	630*	32.8	2.3	51.1	6470	0.0287	-	683

Tabella 6.1: Caratteristiche elettriche cavi BT tipo FG16O16 0,6/1 KV da scheda tecnica

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁=0,89 (isolamento in EPR o XLPE, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

K₂=1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

K₃=0,94 (fattore di correzione per profondità di interramento, la profondità per gli scavi dei cavidotti BT è di 0,8m, per motivi cautelativi viene comunque utilizzato il fattore di riduzione della portata che tiene conto delle condizioni di posa peggiori, corrispondente a una profondità di 1,5m dello scavo. come da Tab. IV);



$K_4=0,82$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo per il cavo scelto:

$$I_{z_{240}} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 429 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 300,56 > I_{b_{max}} = 238,2 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

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



Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

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

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

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 300 mm² la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

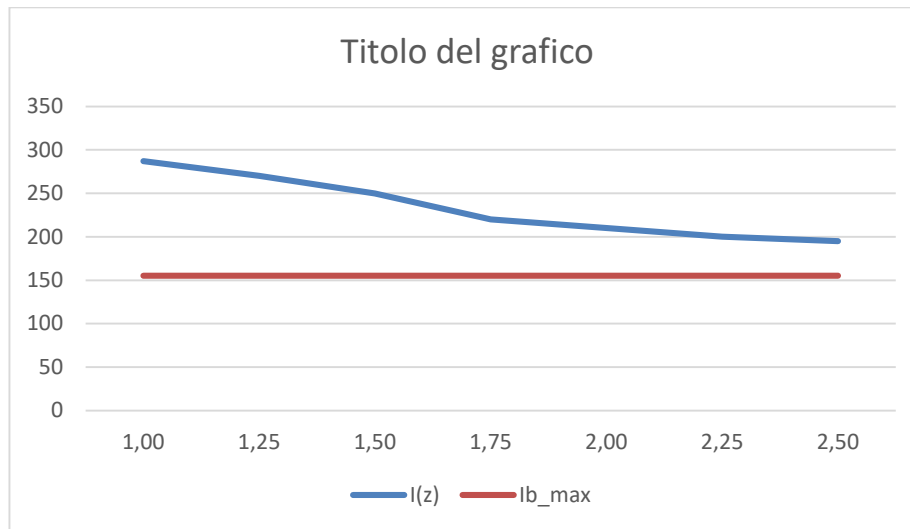


Figura 6.3: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Di seguito si effettua il dimensionamento di tutte le linee BT presenti nel campo, esplicitando il calcolo per le linee con lunghezza massima e pertanto considerate critiche per le cadute di potenza e di tensione a cui sono soggette. La linea bt con lunghezza massima nell'impianto presenta una lunghezza massima di circa 550m, cautelativamente saranno effettuate tutte le verifiche elettriche tenendo conto di una linea bt di lunghezza pari 600m.



6.3 POTENZA DISSIPATA DALLE LINEE BT

Per il calcolo dei fattori di dissipazione dei cavi si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo in base alla tipologia di sezione adottata:

Numero conduttori		Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro esterno massimo	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Maximum outer diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	30° In tubo in aria	20°C Interrato	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30° In pipe	20°C In ground	
Unipolare / Single core									
1x	4	2.6	0.7	9.30	82	4.95	37	35	
1x	6	3.4	0.7	9.90	101	3.3	48	44	
1x	10	4.4	0.7	10.9	152	1.91	66	59	
1x	16	5.7	0.7	11.4	211	1.21	88	77	
1x	25	6.9	0.9	13.2	301	0.78	117	100	
1x	35	8.1	0.9	14.6	396	0.554	144	121	
1x	50	9.8	1	16.4	556	0.386	175	150	
1x	70	11.6	1.1	17.3	761	0.272	222	184	
1x	96	13.3	1.1	20.4	991	0.206	269	217	
1x	120	15.1	1.2	22.4	1219	0.161	312	259	
1x	150	16.8	1.4	24.8	1517	0.129	355	287	
1x	185	18.6	1.6	27.2	1821	0.106	417	323	
1x	240	21.4	1.7	30.4	2366	0.0801	490	379	
1x	300	23.9	1.8	33.0	2947	0.0641	-	429	
1x	400	27.5	2	37.7	3870	0.0486	-	541	
1x	500*	28.5	2.1	45.0	4790	0.0384	-	599	
1x	630*	32.8	2.3	51.1	6470	0.0287	-	683	

Tabella 6.2: Caratteristiche elettriche cavi BT tipo FG16O16 0,6/1 KV da scheda tecnica

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui la potenza dissipata dalle linee BT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea con sezione } 300 \text{ mm}^2 \text{ [W/km]} = 0,0641 [\Omega/\text{km}] \cdot (238,2)^2 = 3.637 \text{ W/km}$$

La potenza dissipata dalla linea BT più estesa risulta:

$$\text{Potenza tot. max. dissipata linea BT con sez. } 300 \text{ mm}^2 \text{ [W]} = 3.637 \text{ [W/km]} \cdot 0,6 \text{ km} = 2182,2 \text{ W}$$

Ad ogni inverter di stringa sono connesse al massimo 95 unità galleggianti, ciascuna con 4 moduli da 720 Wp, per una potenza massima di 273,6 kW in DC. In base alla potenza massima in AC che interessa le linee



BT si ricava la seguente caduta percentuale di potenza (DC/AC Ratio 1,18):

$$\Delta P_{\%_{300}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea}}{P_{max}/1,18} \cdot 100 = \frac{2182,2 \text{ W}}{231,86 \cdot 10^3} \cdot 100 = \mathbf{0,941\%}$$

La linea con sezione da 300 mm² dissiperà in totale 2182,2 W. Tale verifica mostra come la potenza dissipata dalle linee BT sia pari allo 0,941% e quindi inferiore al 2%. La linea BT in esame è quella di lunghezza massima dell'impianto, se si considera anche che le altre linee sono per la maggior parte posate su canaline in acciaio installate sulle passerelle delle piattaforme e quindi non soggette agli stessi coefficienti correttivi della linea analizzata che ne limitano la portata si evince che utilizzando la stessa tipologia di cavo, la verifica della potenza dissipata risulta certamente soddisfatta su tutte le linee BT dell'impianto.

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata BT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto) per la tipologia di cavi scelti:

Tensione	800 V
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio)	238,2 A
Corrente Massima sostenibile dall'inverter nelle condizioni di posa più critiche	300,56 A
Corrente Massima teorica di una singola linea	429 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	231,86 KW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	273,60 KW
Tipologia di cavo	unipolari isolati in HEPR di qualità G16 (1x 300 mm²)
Numero cavi costituenti la linea	1
Lunghezza massima cavidotto interrato BT	0,60 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata in cavidotto marino/ libera su canalina in acciaio
Potenza dissipata per km per linea	3,637 KW
Potenza totale dissipata linea più lunga	2,182 KW

Tabella 6.3 : Caratteristiche della posa interrata per cavi BT

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di "short circuit rating for 1 second duration" espresso in KA e riportato nell'estratto della tabella seguente (28,2 KA per le fasi e 42,9 per il neutro):



Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	K amps	K amps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tabella 6.4: Valori di corto circuito per la sezione cavi BT scelta

6.4 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot r_{90^\circ} \cdot \cos \phi$$

Dove:

- I_{b_max} = corrente massima teorica in condizioni di progetto [A]
- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo e 20° del terreno [Ω/Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos \phi = 0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $I_{b_max} = 158,27$ A
- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,129$ [Ω/Km] per le linee con sezione da 150 mm²

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V_{150} = \sqrt{3} \cdot 238,22 \cdot 0,6 \cdot 0,0641 \cdot 0,95 \approx 15,07$$

Le cadute di tensione percentuali per le due linee sono date da:

$$\Delta V_{\%150} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{15,07}{800} \cdot 100 \approx 1,88\%$$

Quindi le cadute di tensione percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).



Essendo le linee BT in esame quelle di lunghezza massima dell'impianto, utilizzando la stessa tipologia di cavo per tutte le linee BT interne all'impianto, la verifica della caduta di tensione risulta certamente soddisfatta per tutte le linee della rete BT. Di seguito si riporta la sezione tipo dei cavidotti in bassa tensione.

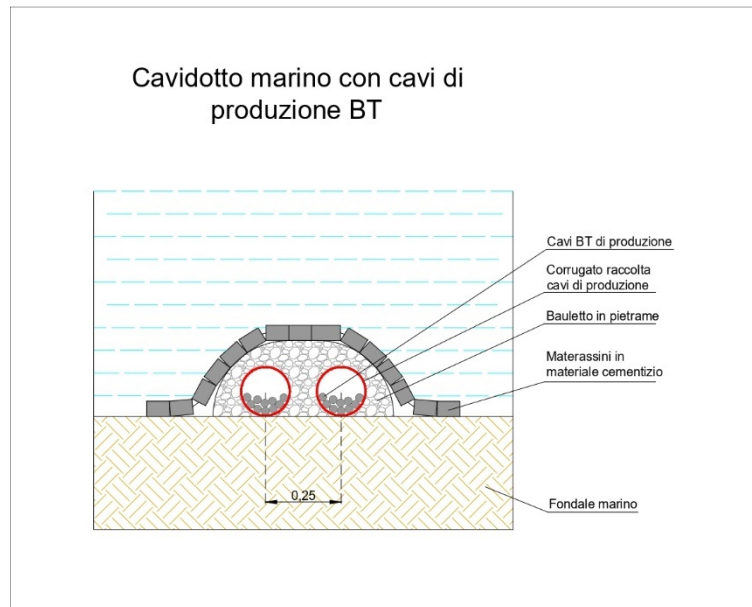


Figura 6.4: Sezione tipo cavidotto BT marino

7. MODALITA' DI POSA

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in uno scavo della profondità di e 1,5 per i cavidotti MT con disposizione delle fasi a trifoglio. Per i cavi BT abbiamo una profondità di posa di 0,8 m. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,2 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Nei tratti in cui si attraversino terreni rocciosi o in altre circostanze eccezionali in cui non possono essere rispettate le profondità minime sopra indicate, devono essere predisposte adeguate protezioni meccaniche. Tutti i cavi saranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento.

I percorsi interrati dei cavi saranno segnalati in modo tale da rendere evidente la loro presenza in caso di ulteriori scavi. Rispondono a tale scopo:

- le protezioni meccaniche supplementari;
- i nastri monitori posati nel terreno a non meno di 0,2 m al di sopra dei cavi.

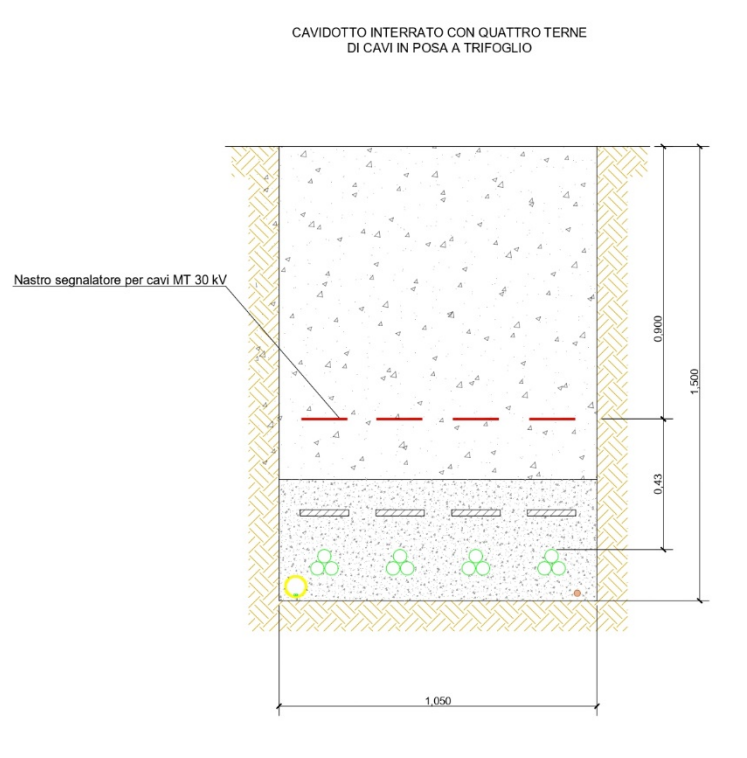


Figura 7.1: Sezione cavidotto MT – posizionamento nastro monitor all'interno dello scavo.

8. TEMPERATURA DI POSA

Durante le operazioni di posa dei cavi per installazione fissa, la loro temperatura non deve essere inferiore a 20°C.

9. SOLLECITAZIONE A TRAZIONE

Durante l'installazione i cavi saranno soggetti a sforzi permanenti di trazione. Le prescrizioni contenute nella norma CEI 11-17 Ed. III art. 4.3.04 riportano le regole da rispettare durante l'attività di posa del cavo. Esse definiscono che gli sforzi di tiro necessari durante le operazioni di posa dei cavi non vanno applicati ai rivestimenti protettivi, bensì ai conduttori. Per un conduttore della tipologia sopra indicata lo sforzo di trazione massimo consentito non deve essere superiore a 50 N/mm², da cui si ricavano i seguenti valori per la sezione di cavo impiegata: Quando la posa del cavo viene eseguita mediante un argano idraulico occorrerà prevedere l'utilizzo di un dispositivo dinamometrico per l'impostazione ed il controllo del tiro, nonché un freno ad intervento automatico. Inoltre, durante l'applicazione di tale sollecitazione di trazione, occorre prevedere l'utilizzo di sistemi che possano impedire rotazioni del cavo intorno al proprio asse. Pertanto, per realizzare la posa conformemente a tale prescrizione, occorrerà interporre tra la testa del conduttore del cavo e la fune di

tiro, un dispositivo d'ancoraggio realizzato attraverso un giunto snodabile, indispensabile per evitare che sul cavosi trasmetta la sollecitazione di torsione che si sviluppa sulla fune traente.

10. RAGGI DI CURVATURA DEI CAVI

La curvatura de cavi deve essere tale da non provocare danno ai cavi stessi. Durante le operazioni di posa per installazione fissa, se non altrimenti specificato dalle norme particolari o dai costruttori, i raggi di curvatura, misurati sulle generatrici interna degli stessi, non devono essere inferiori a $14xD$ dove D è il diametro esterno del cavo unipolare.

11. RIVESTIMENTO METALLICO DEI CAVI

Tutti i rivestimenti metallici dei cavi saranno messi a terra almeno alle estremità di ogni collegamento, per collegamenti di grande lunghezza sarà inserita la messa a terra del rivestimento metallico in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km.

In ogni caso occorre verificare che, in relazione alle caratteristiche delle guaine o dei rivestimenti metallici, i loro collegamenti a terra, incluse le connessioni, siano tali da escludere il proprio danneggiamento e quello delle guaine o rivestimenti metallici per effetto delle massime correnti che vi possono circolare. Tutte le parti metalliche destinate a sostenere o contenere cavi di energia ed i loro accessori verranno elettricamente collegate tra loro a terra secondo quanto previsto dalle Norme EN 61936-1 e EN 50522.

12. LAVORI SU LINEE IN CAVO

Quando si eseguono lavori lungo un cavo con rivestimento metallico, occorre premunirsi da eventuali trasferimenti di tensioni pericolose di terra o collegando il rivestimento metallico del cavo stesso a tutte le altre masse metalliche accessibili o prendendo precauzioni per isolare gli operatori dalle parti pericolose.

13. PROVE DI COLLAUDO

Tutte le linee elettriche devono essere sottoposte alle prove di collaudo successive alla posa ed in seguito a modifiche sull' impianto.

Prima della messa in servizio delle linee di energia la normativa raccomanda di eseguire il controllo allo scopo di assicurarsi che il montaggio degli accessori sia conforme e che i cavi non siano deteriorati durante le operazioni di posa.



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L.**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione in area SIN di Taranto di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.

Le apparecchiature di prova e diagnostica devono consentire di eseguire:

- la prova VLF per rilevare danni agli isolamenti nei cavi in materiale plastico nel più breve tempo possibile, senza compromettere la qualità del materiale isolante.
- la diagnosi del fattore di dissipazione con a frequenza di 0,1 Hz per ottenere una valutazione differenziata dello stato di invecchiamento dei cavi. La misura del fattore di dissipazione distingue tra cavi nuovi, leggermente o fortemente danneggiati da infiltrazioni di acqua.

La prova di tensione applicata sarà eseguita con tensione continua, applicata per 15 min. tra ciascun conduttore e lo schermo. Il valore della tensione di prova dipende dal tipo di cavo impiegato, nel caso in esame sarà di 3 U₀, dove U₀ è la tensione massima che con sicurezza l'isolamento del cavo può sopportare verso terra.

