



**REGIONE SICILIA**  
**PROVINCIA DI CATANIA**  
**COMUNE DI RAMACCA**

**PROGETTO:**

*Impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare denominato "PESCE"*

**Progetto Definitivo**

**PROPONENTE:**

**UKA SOLAR RAMACCA, SRL**  
**Via Ombrone, 14**  
**00198 ROMA**



**ELABORATO:**

**IOE - Relazione tecnica impianto FV ed opere elettriche**

**PROGETTISTI COORDINATORI :**

BLC s.r.l.  
 Via Umberto Giordano, 152 - 00198 Roma (PA)  
 P.IVA 07007040822

Ing. Eugenio Bordonali



Ing. Gabriella Lo Cascio



**Scala:**

**PROGETTISTI :**

Ing. Riccardo Cangelosi

*Riccardo Cangelosi*



Ing. Gaetano Scurto

*Gaetano Scurto*



**Tavola:**

**IOE**

**Data:**

31 Marzo 2023

**Rev.**

**Data**

**Descrizione**

00

31/03/2023

Prima emissione



## SOMMARIO

<b>SOMMARIO</b> .....	<b>1</b>
<b>1. INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO.....	3
1.2. COMPONENTI DI IMPIANTO.....	10
1.3. DATI DI PROGETTO.....	11
<b>2. NORMATIVA E DEFINIZIONI</b> .....	<b>17</b>
2.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	17
2.2. DEFINIZIONI.....	19
<b>3. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>20</b>
3.1. PREMESSE SULLA PRODUZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO.....	20
3.2. DATI TOPOGRAFICI E CLIMATICI LOCALI.....	20
3.3. CRITERI GENERALI DI CALCOLO DI PRODUCIBILITA'.....	22
3.4. STIMA DELLA PRODUZIONE.....	23
<b>4. DESCRIZIONE DEL SISTEMA</b> .....	<b>26</b>
4.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	26
4.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i> .....	26
4.1.2. <i>String Box</i> .....	27
4.1.3. <i>Power Station</i> .....	28
4.1.4. <i>Inverter fotovoltaici</i> .....	29
4.1.5. <i>Cavidotti AT</i> .....	32
4.2. IMPIANTI PER LA CONNESSIONE.....	33
<b>5. CAVIDOTTI</b> .....	<b>33</b>
5.1. CAVIDOTTI BT.....	33
5.1.1. <i>Tipologie di cavo BT</i> .....	33
5.1.2. <i>Calcolo delle linee elettriche in cavo</i> .....	35
5.1.3. <i>Circuiti elettrici</i> .....	39
5.1.4. <i>Cadute di tensione</i> .....	40
5.1.5. <i>Prescrizioni generali</i> .....	40
5.1.6. <i>Quadri elettrici</i> .....	40
5.2. CAVIDOTTI AT.....	41
5.2.1. <i>Premesse</i> .....	41
5.2.2. <i>Tipologia cavi AT</i> .....	41
5.2.3. <i>Tipologie di posa cavidotti interrati</i> .....	43
5.2.4. <i>Condizioni progettuali di posa</i> .....	44
5.2.5. <i>Calcoli elettrici cavidotti</i> .....	44
<b>6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>49</b>
6.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO.....	49
6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.....	49
6.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	49
6.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO.....	50
6.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA.....	50
6.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	50
<b>7. ALLEGATI – SCHEDE TECNICHE COMPONENTI PRINCIPALI</b> .....	<b>51</b>



## 1. INTRODUZIONE

La presente costituisce la Relazione generale elettrica a corredo del progetto di un impianto fotovoltaico da 42,773 MWp ca. da realizzarsi nel territorio del comune di Ramacca (CT) denominato “Pesce” (di seguito il “Progetto” o “l’Impianto”) corredato di Progetto Agrovoltaiico e delle relative opere di connessione alla rete elettrica nazionale. Il progetto è da intendersi integrato e unico, Progetto di Impianto Fotovoltaico insieme con il Progetto Agrovoltaiico, pertanto la società proponente si impegna a realizzarlo per intero.

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico con potenza di picco del generatore pari a 42,773 MWp ca., distinto in lotti e sito in agro del comune di Ramacca (CT).

L’impianto, sarà di tipo grid-connected in modalità trifase (collegata direttamente alla rete elettrica di distribuzione). L’impianto di generazione fotovoltaica in progetto sarà installato direttamente a terra con struttura in acciaio zincato e l’energia elettrica da essi prodotta verrà convogliata ai gruppi di conversione (inverters) ed ai trasformatori di tensione distribuiti all’interno dell’area di impianto.

Conformemente al preventivo di connessione di cui alla nota del 07/10/2020 del gestore di rete, TERNA s.p.a. - la cui titolarità è in capo alla UKA SOLAR RAMACCA SRL come da nota del 27/06/2022 e successiva modifica del 06/02/2023 del medesimo gestore di rete – la connessione dell’impianto alla Rete di Trasmissione dell’energia Elettrica (RTN) avverrà presso una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV “Chiaramonte Gulfi- Ciminna”, di cui al Piano di Sviluppo Terna.

L’iniziativa s’inquadra nel piano di sviluppo di impianti per la produzione d’energia da fonte rinnovabile che la società “UKA SOLAR RAMACCA s.r.l.” intende realizzare nella Regione Sicilia per contribuire al soddisfacimento delle esigenze d’energia pulita e sviluppo sostenibile sancite sin dal Protocollo Internazionale di Kyoto del 1997, ribadite nella “Strategia Energetica Nazionale 2017” e successivamente dal Piano nazionale integrato per l’energia e il clima per gli anni 2021-2030.

L’applicazione della tecnologia fotovoltaica consente: la produzione d’energia elettrica senza emissione di alcuna sostanza inquinante, il risparmio di combustibile fossile, nessun inquinamento acustico e disponibilità dell’energia anche in località disagiate e lontane dalle grandi dorsali elettriche.

### 1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il sito del costruendo impianto fotovoltaico è ubicato all’interno del comune di Ramacca, nella parte orientale della Sicilia, ad ovest del territorio provinciale di Catania.

La localizzazione del progetto è così definita:

- Provincia: Catania;
- Comune: Ramacca;
- Contrada: Pesce (impianto fotovoltaico - lotti B,C,D), Ramione (impianto fotovoltaico - lotto A) ed Albospino (stazioni elettriche);
- Rif. Carte Tecniche Regionali: n. 632120, 632160, 633130 e 633140;
- Rif. IGM: Foglio 269 - Quadrante III, Tavolette NO, NE e SE;



identificazione catastale:

impianto fotovoltaico C.T. Ramacca (CT)

<b>F.</b>	<b>P.IIa</b>	<b>F.</b>	<b>P.IIa</b>
111	100	111	214
111	415	93	22
111	236	93	121
111	237	93	5
111	262	93	57
111	263	93	85
111	387	93	86
111	82	93	270
111	35	93	29
111	272	93	52
111	75	93	53
111	213	93	80



Dal punto di vista meteorologico, il sito ricade in un'area a clima tipicamente meso-mediterraneo con inverni miti e poco piovosi ed estati calde ed asciutte. Le temperature minime invernali raramente scendono al di sotto di 10 °C mentre le temperature estive massime oscillano tra i 28 °C e i 35 °C.

La zona è caratterizzata da un valore medio di irraggiamento che rende il sito particolarmente adatto ad applicazioni di tipo fotovoltaico, pari a:

- 2044.81 kWh/m<sup>2</sup>.

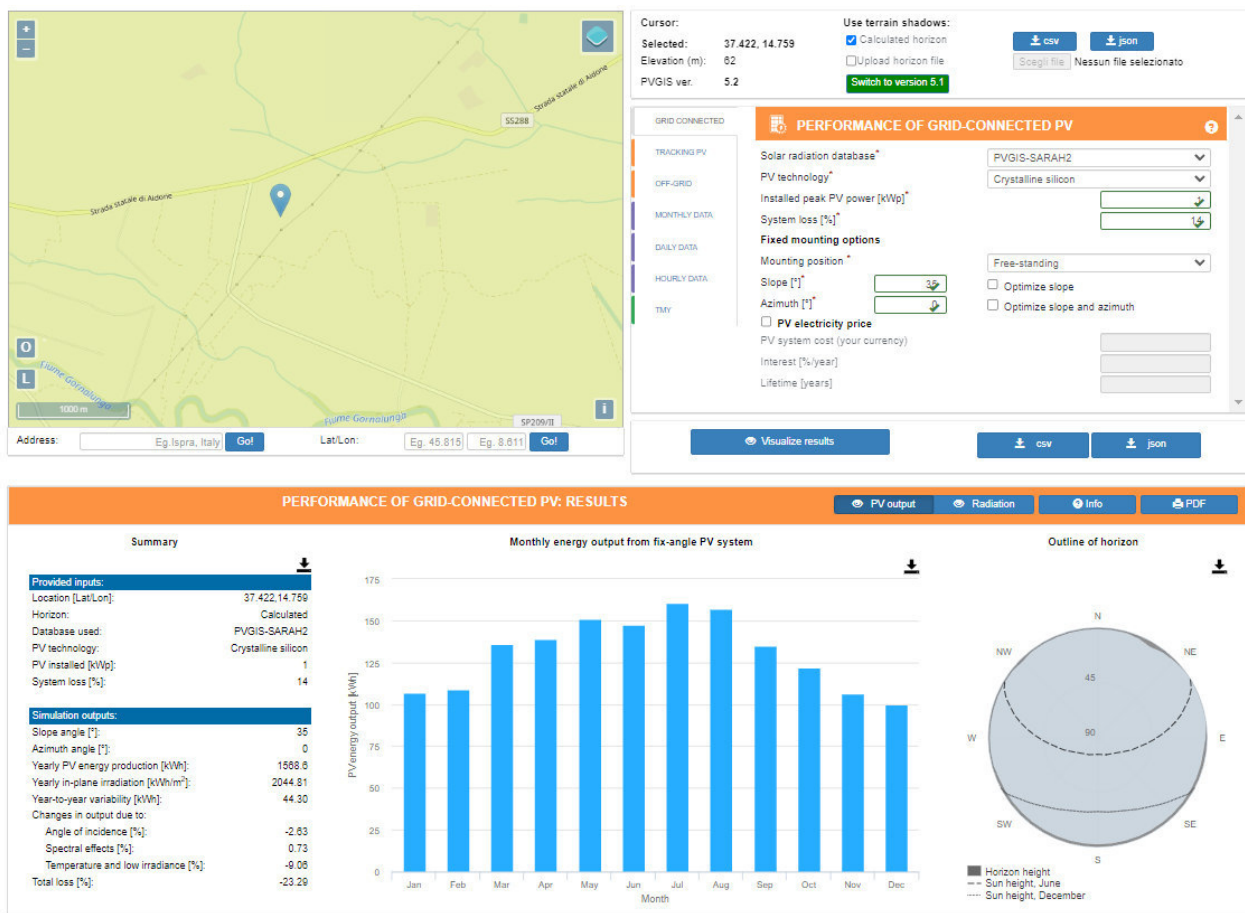


Figura 1 Fonte energetica solare nel sito (fonte JRC - Photovoltaic Geographical Information System)

L'irraggiamento è, infatti, la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, tipicamente un giorno (kWh/m<sup>2</sup>giorno), questo è influenzato dalle condizioni climatiche locali (nuvolosità, foschia ecc..) e dipende dalla latitudine del luogo: come è noto cresce quanto più ci si avvicina all'equatore.

Il territorio interessato dall'installazione dell'impianto è costituito da aree lievemente collinari con quote variabili tra 50 e 120 metri sul livello del mare. Di seguito si riportano due immagini per una immediata

localizzazione del sito interessato dall'impianto, mentre per un più dettagliato inquadramento geografico dell'area in questione si rimanda alle tavole in allegato.



Figura 2 Inquadramento geografico del sito di interesse (fuori scala).

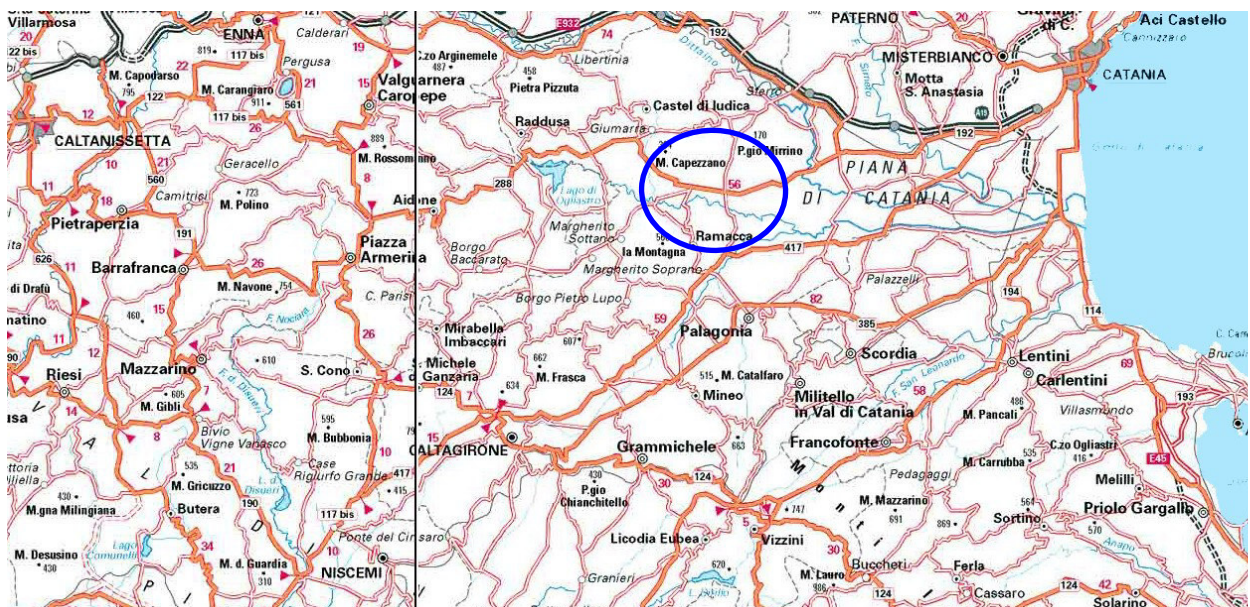


Figura 3 localizzazione sito (fuori scala).



L'impianto è distinto nei seguenti lotti tutti ricadenti all'interno del territorio comunale di Ramacca:

lotto	sub-lotto	potenza [MW]
A	A.1	3.172
	A.2	7.784
B	B	1.187
C	C.1	10.022
	C.2	10.606
	C.3	1.168
D	D	8.835
totale		42.773

Figura 4 Area lotti fotovoltaici su foto satellitare (fonte Google LLC.)



L'area dell'impianto fotovoltaico (strutture sostegno pannelli, viabilità, cabine, fascia tagliafuoco etc.) è pari a: 68.6 ha ca. entro cui ricadono:



- Area per le colture/allevamenti di cui alla Relazione Progetto Agrovoltaiico: 56.4 ha ca. tra i filari di pannelli;
- Area coperta da laghetti artificiali preesistenti: 0.9 ha ca. (non pannellata);
- Fascia tagliafuoco: 5.6 ha ca. (non pannellata);
- Area fasce di 10 m contermini agli impluvi e canali preesistenti: 3.3 ha ca. (non pannellata).

Pertanto si prevede di lasciare incolte soltanto le aree strettamente non coltivabili in corrispondenza della viabilità e delle cabine di impianto, per un totale pari a 2.4 ha ca. .

La committenza si impegna inoltre a realizzare su aree al di fuori dei 68.6 ha ca. d'impianto e comunque nella propria disponibilità, ulteriori aree a verde per: 25.9 ha ca. di cui:

- Area fascia arborata di 10 m. di separazione e protezione dell'impianto fotovoltaico: 13.4 ha ca.;
- Area coperta da laghetti artificiali preesistenti: 0.3 ha ca. (non pannellata);
- Aree esterne: 12.2 ha ca. entro cui ricadono le colture/allevamenti di cui alla Relazione Progetto Agrovoltaiico.

Le opere di rete per la connessione, funzionali alla connessione di una pluralità di iniziative di produzione, sono state oggetto di apposito tavolo tecnico presso il gestore di rete. Nell'ambito di tale tavolo, altro operatore (ITS MEDORA S.R.L. titolare della procedura n° 1235 di VIA-Verifica di Assoggettabilità presso il portale di Valutazioni Ambientali della Regione Sicilia), nella qualità di capofila per la progettazione delle opere di rete, ha provveduto alla progettazione della nuova stazione elettrica di consegna 380/150/36 kV e dei relativi raccordi alla linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi- Ciminna". La stazione è stata prevista in c.daAlbospino nel comune di Ramacca (CT) ad una altitudine di 230 m s.l.m. ca.. ed occuperà un'area di 5.9 ha ca..

Si prevede di realizzare una stazione elettrica di utenza a 36 kV nei pressi della Stazione RTN al fine di alloggiare le apparecchiature elettromeccaniche di controllo e regolazione.





Figura 5 Area lotti fotovoltaici (in viola) con percorso cavidotto (in blu) e area impianti di connessione alla rete (in bianco) su foto satellitare (fonte Google LLC.)

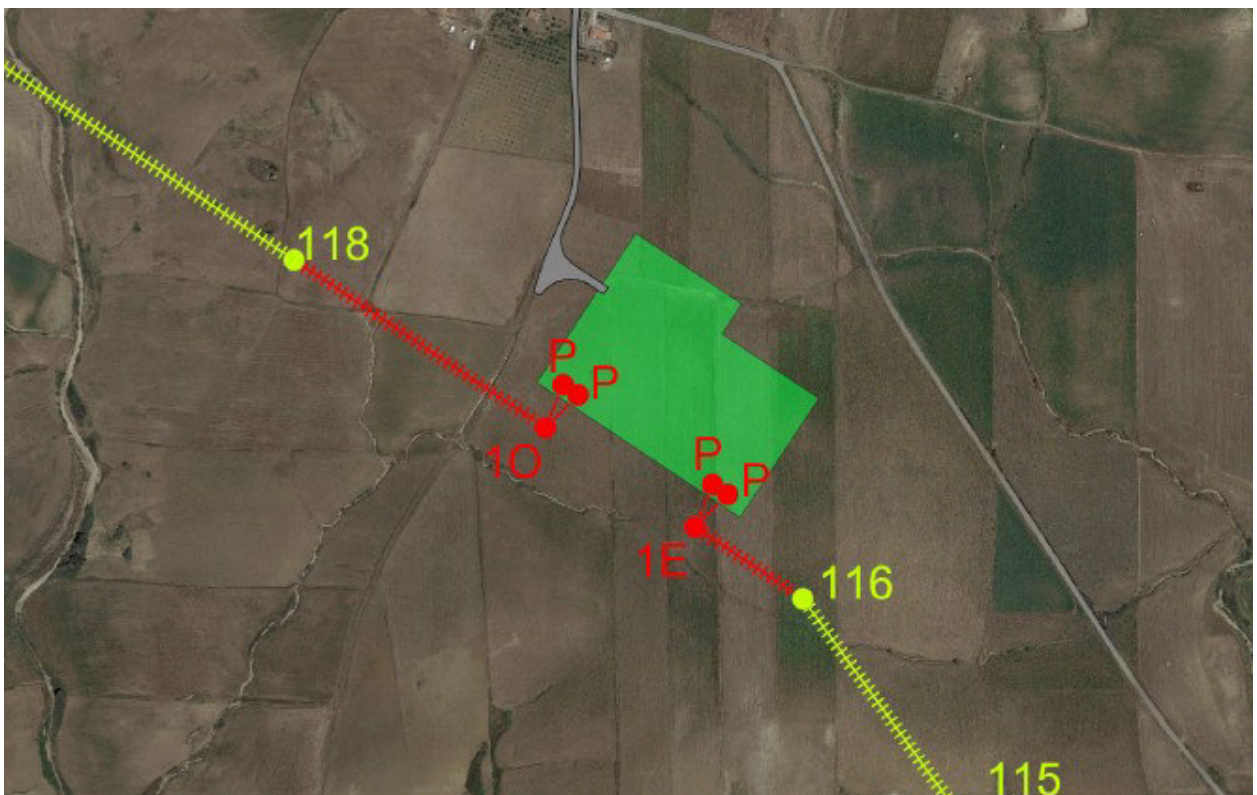


Figura 6 Area Stazione Elettrica della Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) "Raddusa" 380/150/36 kV con raccordi a 380kV su ortofoto

L'area dell'impianto fotovoltaico (strutture sostegno pannelli, viabilità, cabine, fascia tagliafuoco etc.) è pari a: 68.6 ha ca. entro cui ricadono:

- Area per le colture/allevamenti di cui alla Relazione Progetto Agrovoltaico: 56.4 ha ca. tra i filari di pannelli;
- Area coperta da laghetti artificiali preesistenti: 0.9 ha ca. (non pannellata);
- Fascia tagliafuoco: 5.6 ha ca. (non pannellata);
- Area fasce di 10 m contermini agli impluvi e canali preesistenti: 3.3 ha ca. (non pannellata).

Pertanto si prevede di lasciare incolte soltanto le aree strettamente non coltivabili in corrispondenza della viabilità e delle cabine di impianto, per un totale pari a 2.4 ha ca. .

La committenza si impegna inoltre a realizzare su aree al di fuori dei 68.6 ha ca. d'impianto e comunque nella propria disponibilità, ulteriori aree a verde per: 25.9 ha ca. di cui:

- Area fascia arborata di 10 m. di separazione e protezione dell'impianto fotovoltaico: 13.4 ha ca.;
- Area coperta da laghetti artificiali preesistenti: 0.3 ha ca. (non pannellata);
- Aree esterne: 12.2 ha ca. entro cui ricadono le colture/allevamenti di cui alla Relazione Progetto Agrovoltaico.

## 1.2. COMPONENTI DI IMPIANTO

Il presente progetto di realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, include i seguenti elementi:

- Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino: Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che viene poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Per il progetto si prevede preliminarmente di utilizzare dei moduli monocristallini con tecnologia bifacciale da 695 Wp.
- Inverter fotovoltaici e trasformatori bT/AT– Power station: Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. Si è previsto di impiegare delle soluzioni chiavi in mano per l'alloggio dei trasformatori bT/AT e delle apparecchiature di campo ivi compresi gli inverter.
- Cavi solari, per il collegamento dei moduli fotovoltaici agli inverter;
- Impianti di messa a terra ed altri equipaggiamenti elettrici, per garantire la protezione ed il corretto funzionamento dell'impianto elettrico;
- Impianti tecnologici ed ausiliari (impianti di illuminazione, telefonici, monitoraggio e telecontrollo, allarme antintrusione, allarme antincendio, videosorveglianza, ecc...);
- Strutture di supporto dei moduli: le strutture di sostegno dei pannelli ad inseguimento monoassiale dotate di un sistema meccanico che permetterà la rotazione del piano dei pannelli

nella direzione est-ovest. L'interasse tra due strutture vicine sarà tale da evitare fenomeni di ombreggiamento ed è pari a 11,50 m.

- Recinzione: Ogni lotto sarà dotato di una recinzione in pali e rete metallica, di circa 2,20 m di altezza, e di un cancello carrabile di circa 10 m in ferro, scorrevole, con trave e pilastri in cls armato.
- Viabilità: All'interno di ogni lotto verranno realizzate delle strade carrabili di 5 m, al fine di favorire l'accesso dei mezzi, sia in fase di costruzione che di successiva manutenzione.
- Opere idrauliche: Dove necessario, al fine di consentire un corretto smaltimento e deflusso delle acque meteoriche, verranno realizzate delle opere idrauliche, consistenti in cunette, tombini, trincee drenanti ed opere di laminazione.
- Cavidotto: La rete elettrica di raccolta dell'energia prodotta è prevista in cavidotto interrato (profondità di scavo 1,20 m ca.) in alta tensione con una tensione di esercizio a 36 kV.
- Cabine di smistamento: All'interno dell'impianto sono previste delle cabine elettriche di smistamento che hanno il compito di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle power station e l'ottimizzazione delle stesse.
- Locale guardiania: Sarà realizzato un locale guardiania con sala comandi e dotato di servizi.
- Impianti di connessione: l'impianto sarà collegato alla sezione a 36kV della stazione elettrica di consegna alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) "Raddusa" 380/150/36 kV prevista nel preventivo di connessione del gestore di rete Terna S.p.a. e di consegna per diversi altri produttori nell'area, in c.da Albospino nel comune di Ramacca (CT), con un'area di 5.9 ha ca., collegata a mezzo di appositi raccordi in linea aerea alla costruenda linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi- Ciminna. Si prevede di realizzare una stazione elettrica di utenza a 36 kV di 1800 mq ca. al fine di alloggiare le apparecchiature elettromeccaniche di controllo e regolazione.

### **1.3. DATI DI PROGETTO**

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel comune di Ramacca in provincia di Catania, presso le c/de Pesce e Ramione con quote variabili tra i 50 e i 120 metri sul livello del mare.

Il progetto di parco fotovoltaico prevede sette lotti, che insistono su zona agricola, per un'area totale di circa 68,60 ha di terreno.



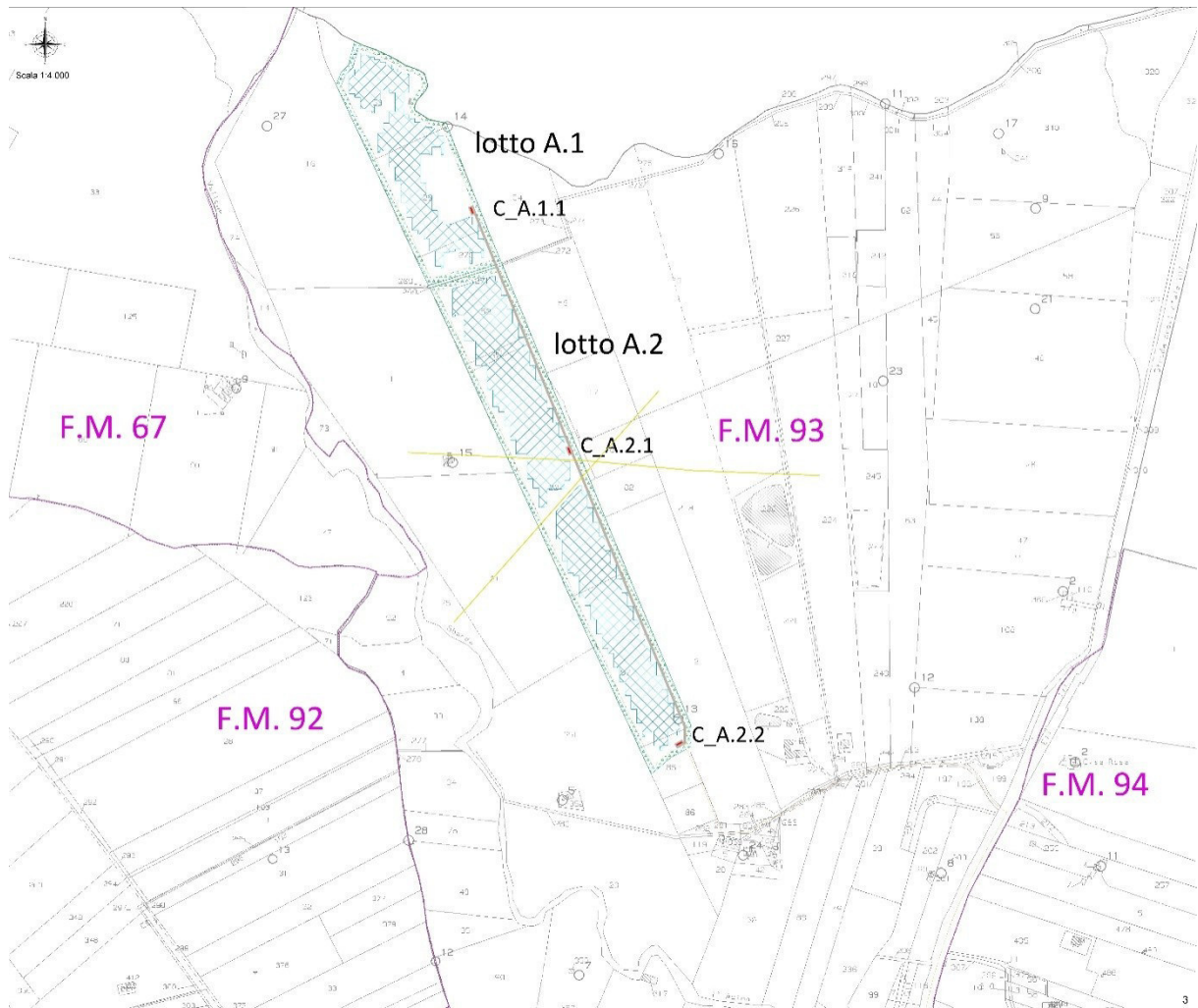


Figura 1.3.1 Layout impianto fotovoltaico Lotto A



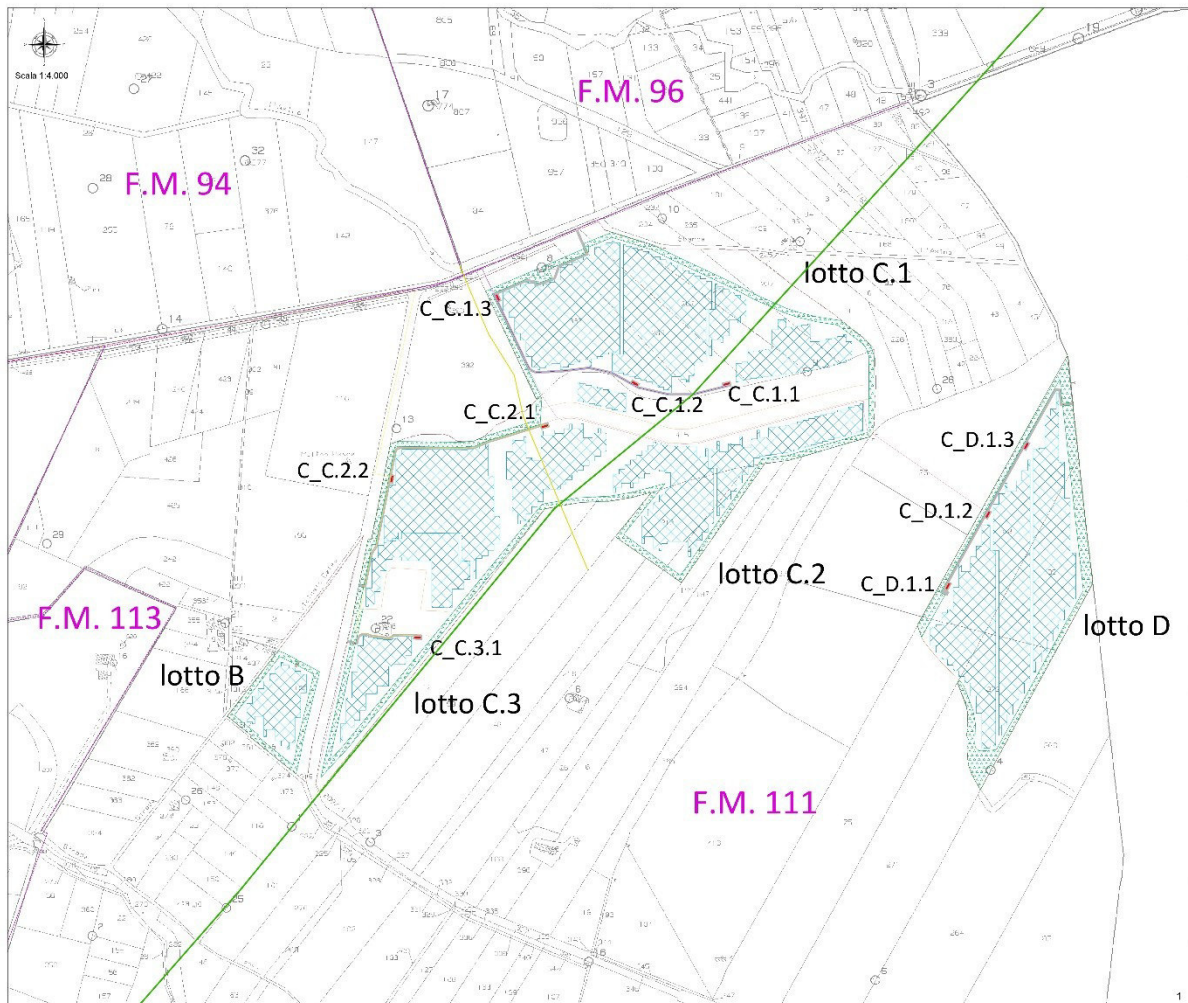


Figura 1.3.2 Layout impianto fotovoltaico Lotti B, C e D

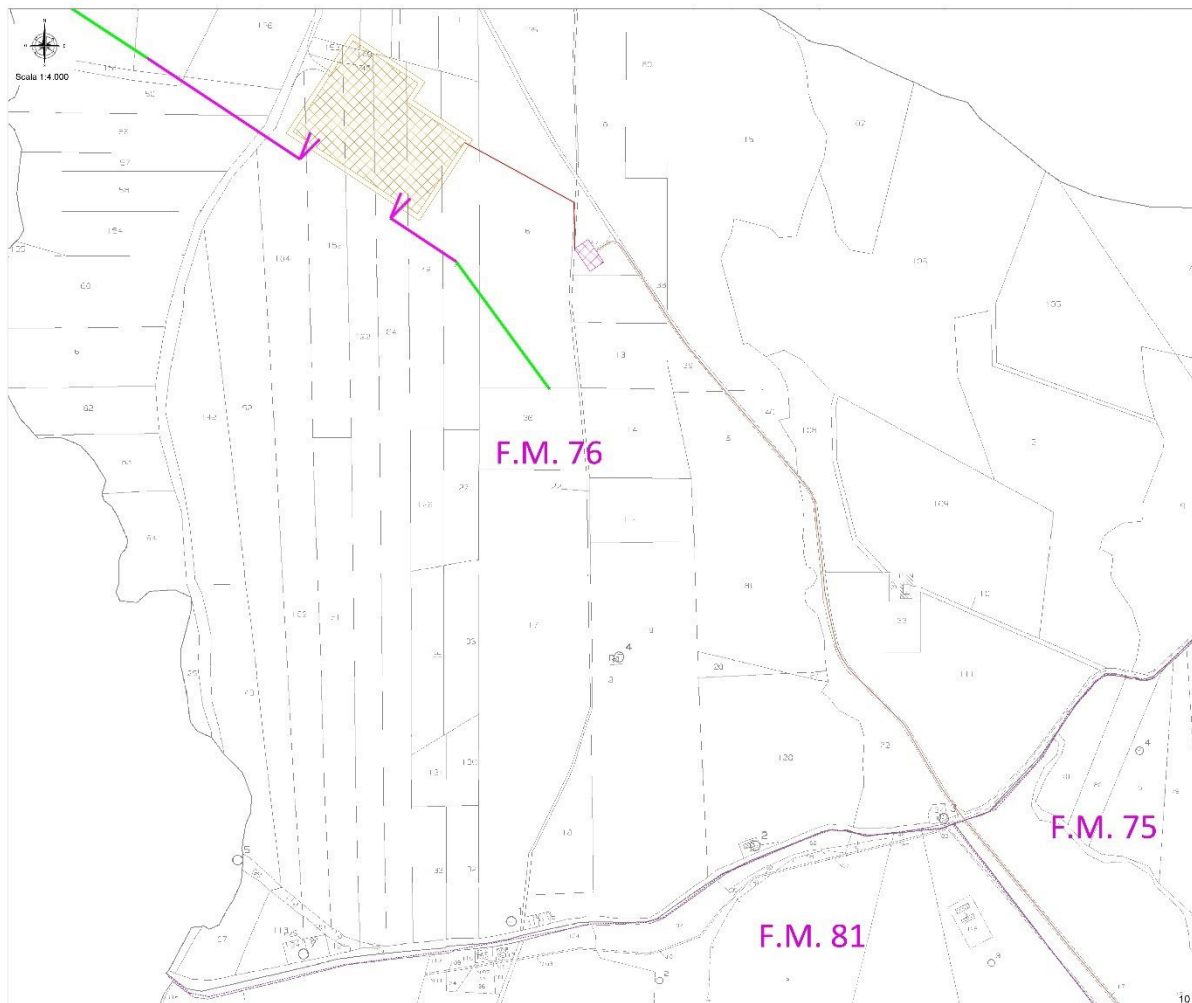


Figura 1.3.3 Layout stazione produttore e stazione elettrica

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da un totale di 61.544 moduli fotovoltaici, suddivisi in 12 sottocampi, in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale di potenza nominale di 695 W ciascuno.

I moduli saranno montati su strutture ad inseguimento per un totale di n. 778 strutture, di cui 642 da 84 e 136 da 56 moduli fotovoltaici, con orientamento nord/sud. L'inclinazione di tali strutture varia in modo che il piano della superficie captante sia costantemente perpendicolare ai raggi solari. Ciò avviene grazie all'utilizzo della struttura mobile di tipo monoassiale che consente una movimentazione giornaliera da Est a Ovest. Il movimento in tilt è ottenuto tramite motoriduttori auto-alimentati con corrente continua prelevata dagli stessi pannelli montati sull'inseguitore. La distanza tra due strutture vicine sarà tale da evitare fenomeni di ombreggiamento ed è pari a 11,50 m, in direzione est-ovest, tenuto conto delle posizioni assunte dai pannelli nell'arco delle ore diurne per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

I moduli saranno collegati in serie per formare una stringa, che, a sua volta sarà collegata in parallelo con altre stringhe all'interno delle string-box, Da qui l'energia sarà addotta tramite cavi in bT alle power station.



Queste ultime, accolgono gli inverter che permettono la conversione dell'energia da corrente continua in corrente alternata, ed i trasformatori bT/At che eseguiranno la trasformazione in media tensione a 36.000 V dell'energia prodotta.

L'impianto è costituito da 12 sottocampi ognuno dei quali avrà una power station. Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori bT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si è scelta la power station tipo INGECON SUN 3825TL con potenza nominate di 3.575 KVA. Questa cabina preassemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 645 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato sarà di 4.000 KVA.

Da qui verrà addotta alla stazione di trasformazione mediante cavi interrati collegati tra loro ad albero.

Il tracciato segue, fin dove possibile, la viabilità a servizio del parco fotovoltaico.

Tra le soluzioni possibili è stato individuato il tracciato più funzionale, che tiene conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. La lunghezza complessiva del cavidotto, sino alla cabina di trasformazione, è di circa 25,200 km suddiviso in 4 linee separate che collegheranno in serie le cabine seguendo lo schema riportato nell'elaborato "07.A - Schemi elettrici impianto fv".

L'energia verrà trasportata alla stazione produttore e consegnata alla nuova stazione della RTN in progetto tramite un cavo AT a 36 kV interrato.

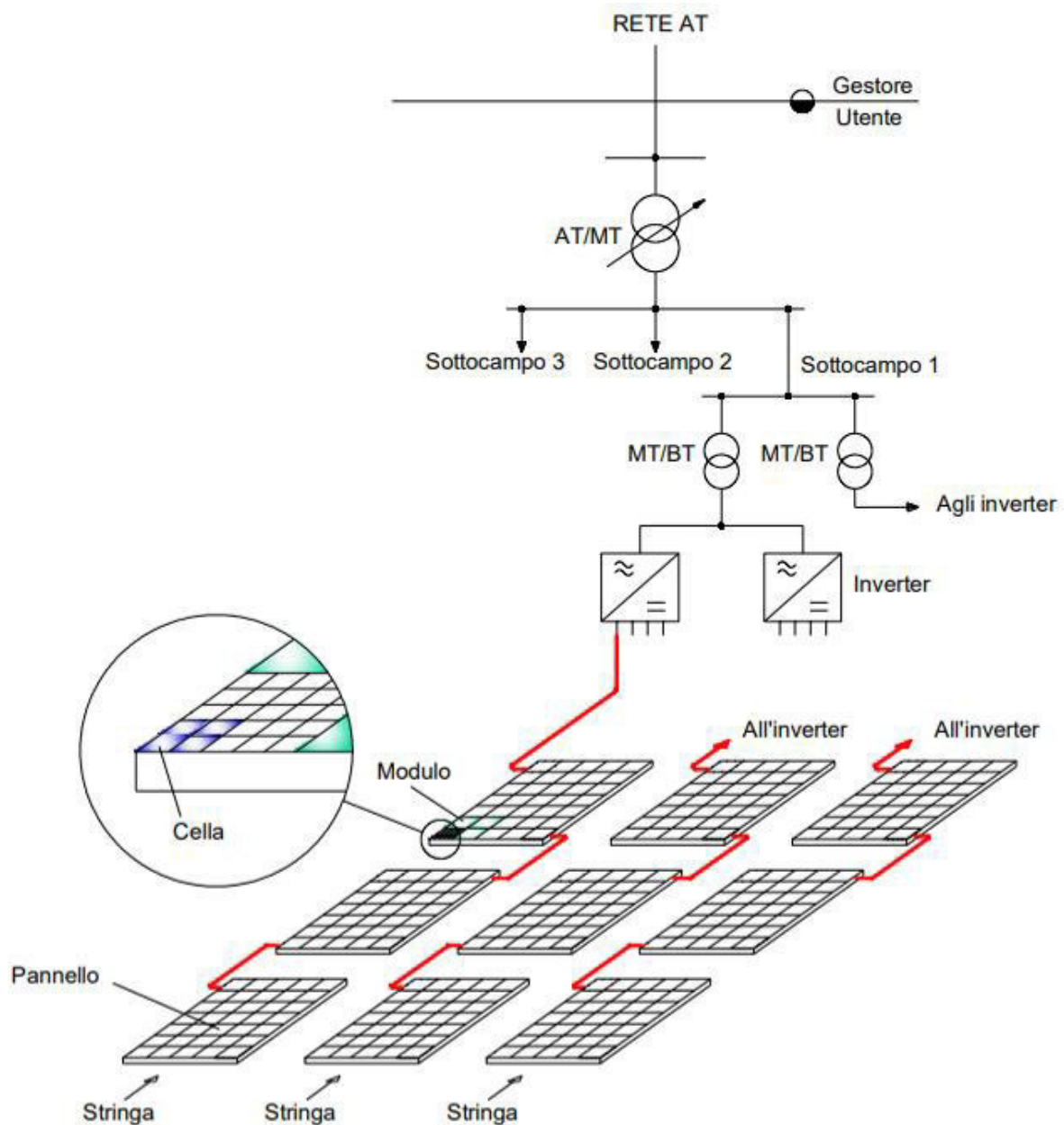


Figura 1.3.4 schema funzionale dell'impianto fotovoltaico

Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.

DATI DI PROGETTO	
<b>Strutture di sostegno n.84 moduli fv</b>	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale
numero strutture isolate	642
Inclinazione falda	da -55° a +55°
Interasse	11,50 m
<b>Strutture di sostegno n.56 moduli fv</b>	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale
numero strutture isolate	136
Inclinazione falda	da -55° a +55°
Interasse	11,50 m
<b>Pannelli</b>	
Tipologia pannelli	silicio monocristallino
Numero in progetto	61.544
Potenza di picco pannello	695 Wp
Tolleranza potenza	0/+5%
Efficienza modulo	22,37%
<b>Inverter 3.575 kVA</b>	
Tipologia	centralizzato
Numero in progetto	12
Potenza max AC	3575 KW
Tensione max DC	1.500 V
Tensione in AC nominale	645 V
<b>Power station 3.575 kVA</b>	
Tipologia power station	centralizzato
numero in progetto	12
Taglie di potenza	3.575 KVA
Installazione	in container prefabbricato
<b>Dati impianto</b>	
Potenza di picco generatore FV	42,773 MWp
Potenza nominale impianto AC	40,554 MW

Tabella 1.4.4 Dati principali dell'impianto

## 2. **NORMATIVA E DEFINIZIONI**

### 2.1. **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008 , n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DECRETO 22 Gennaio 2008, n.37, regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005

D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;

D.M 17/01/2018 - Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni;

MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018.

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

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 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;



CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per b.t.;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini e valutazione del rischio dovuto a fulmine;

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

UNI 10349: Riscaldamento e rinfrescamento degli edifici. Dati climatici;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

CEI 20-11 Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento;

---

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso ingomma per tensioni nominali tra 1-30KV

CEI 20-21 Calcolo delle portate dei cavi;

CEI 20-43 Ottimizzazione economica delle sezioni di condutture dei cavi elettrici per l'energia

## 2.2. DEFINIZIONI

- a) Impianto o sistema fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- b) potenza nominale di un impianto di produzione di energia è la potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate in kVA. Nel caso di generatori fotovoltaici, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV;
- c) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- d) condizioni nominali sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica.



### **3. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO**

#### **3.1. PREMESSE SULLA PRODUZIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO**

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto.

L'analisi di producibilità è stata realizzata per i singoli lotti costituendo essi delle unità produttive caratterizzate da una configurazione interna specifica. La stima di produzione di energia elettrica in un anno è pari a 76,95 GWh.

Le analisi sono state effettuate a mezzo del System Advisor Model (SAM) del National Renewable Energy Laboratory - national laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC.

La somma delle potenze nominali degli inverter installati è 42,90 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari a 0.99.

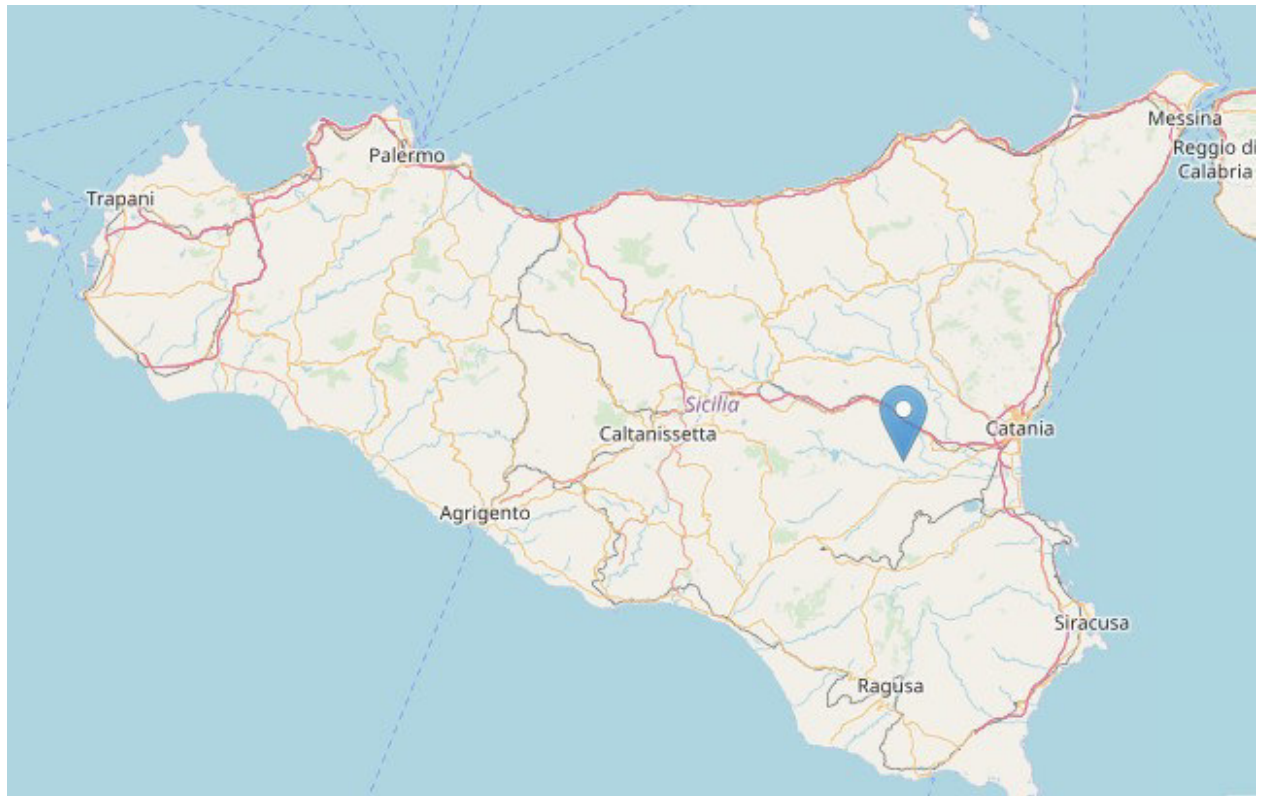
Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto esecutivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate per ridurre le perdite sul lato in corrente continua. In generale verranno esaminate con i fornitori dei componenti tutte le caratteristiche dei componenti stessi che hanno impatto con il rendimento del sistema, verranno individuati tutti gli accorgimenti volti a migliorarlo e verranno adottate le misure conseguenti.

#### **3.2. DATI TOPOGRAFICI E CLIMATICI LOCALI**

L'impianto sarà realizzato nel territorio del comune di Ramacca (CT).

Nella figura seguente si riporta la posizione del punto di calcolo della producibilità utilizzata.



*Figura 3.2.1 Inquadramento impianto*

Le coordinate del sito sono:

LAT 37.423Nord;

LON 14.761Est

Quota sul livello del mare: 80 m s.l.m.

Azimut 180°

Il calcolo della produzione è stato effettuato sulla base del database solare PVGIS-SARAH che permette, in base ai dati locali medi di irraggiamento solare, ed in base alle caratteristiche dell'impianto, di ricavare la produzione attesa mensile ed annuale dell'impianto.

Si riporta di seguito una figura che rappresenta l'irraggiamento medio in KWh/mq relativa all'intera nazione. Da qui si rende evidente come le zone scelte per l'installazione dell'impianto sono quelle che offrono le condizioni ottimali di producibilità rispetto a tutto il territorio nazionale.

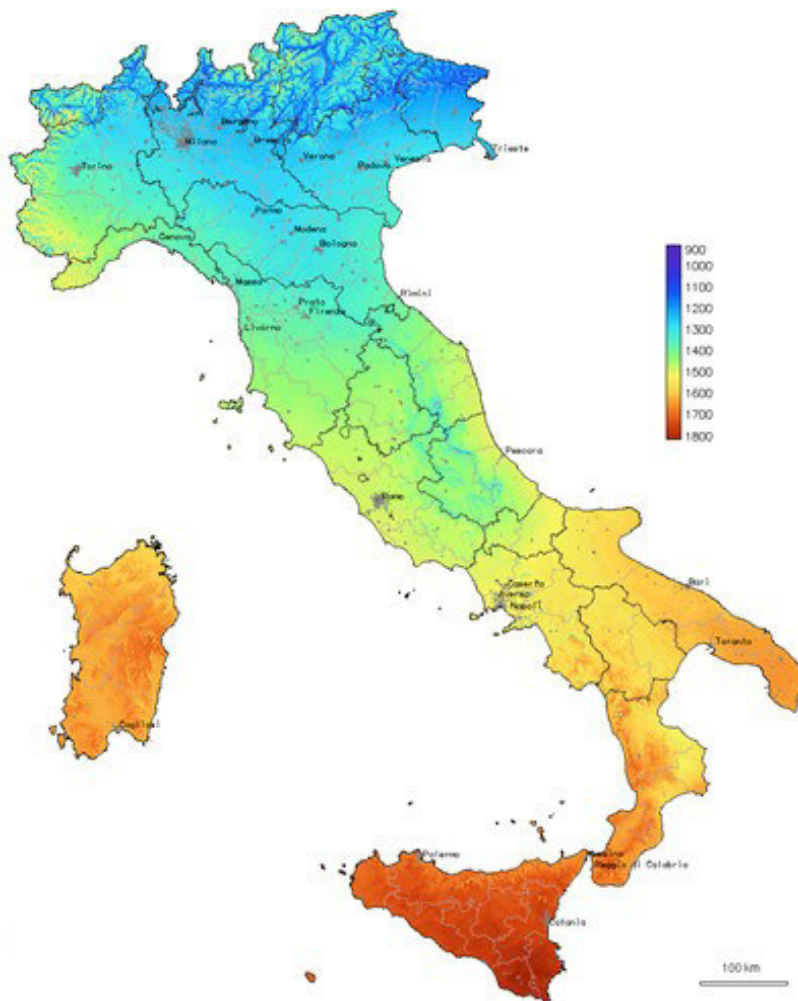


Fig. 3.2.2 Irraggiamento medio annuo in Italia

### 3.3. CRITERI GENERALI DI CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nel presente progetto si è scelto un sistema ad inseguimento monoassiale con tilt massimo di  $+60^\circ$  dei pannelli con orientamento delle file nord-sud.

L'energia generata da un impianto fotovoltaico dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;

- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

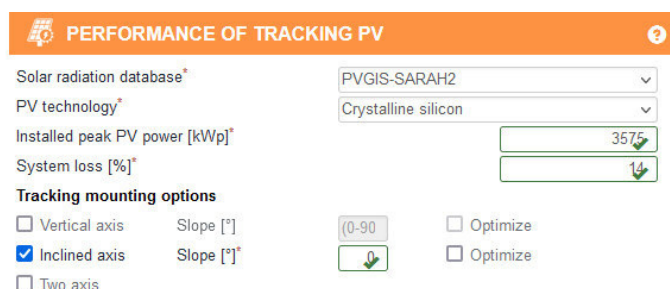
I valori delle perdite per la presente stima sono stati valutati in base ai dati relativi ad impianti della stessa tipologia.

### 3.4. STIMA DELLA PRODUZIONE

Sulla base dei dati locali e delle caratteristiche impiantistiche, mediante i calcoli effettuati si è ottenuto l'irraggiamento medio mensile per il sito in progetto e successivamente stimando le perdite come indicato precedentemente si è calcolato la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Il calcolo è stato condotto per una power station costituita da un inverter in per una potenza totale in ac di 3.575 KW. Dalla configurazione effettuata sugli inverter è stata estrapolata la tipologia rappresentative di tutti i sottocampi che differiscono l'una dall'altra in base al numero dei pannelli e delle stringhe allacciate alla power station.

La tabella seguente mostra i dati impiantistici di base utilizzati nel calcolo.



*Tabella 3.4.1 Dati impiantistici di base di calcolo*

La tabella seguente mostra i risultati dei calcoli effettuati, riportando le produzioni mensili di energia per l'unità di calcolo (power station di potenza di 3.575 MW).

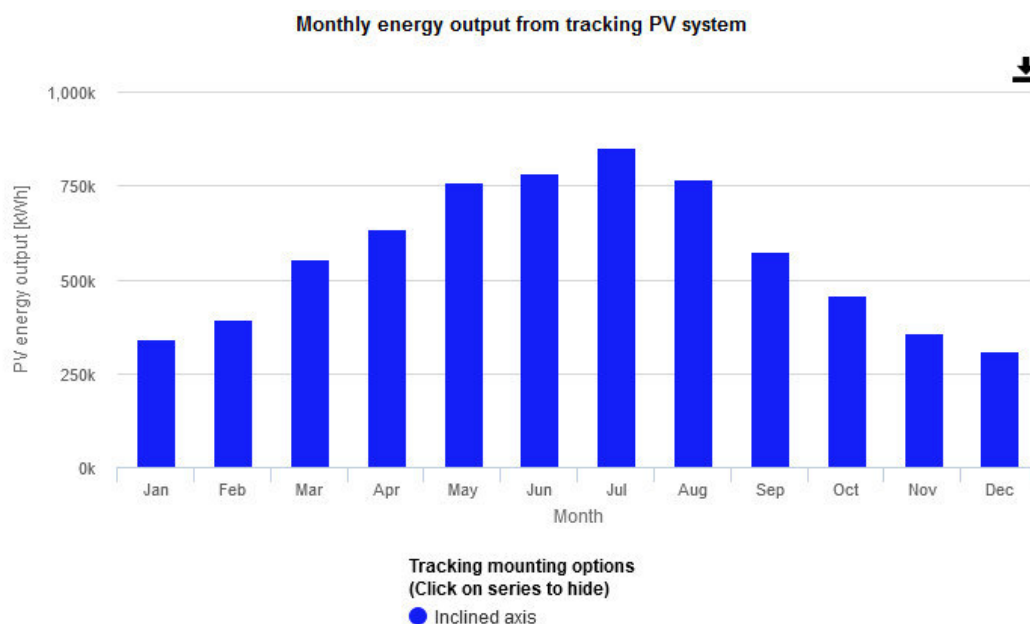


Figura 3.4.2 Produzioni mensili per singola power station da 3.575 KW

A partire da questi dati si è calcolato il valore della produzione stimata per ogni sottocampo dell'impianto.

Nella tabella seguente si riporta la stima effettuata.

lotto	sub-lotto	potenza picco [KWp]	numero inverter	Nome cabina	Tipo inverter	N. pannelli	Potenza nominale sub-lotto (KW)	Produzione annua (MWh)
A	A.1	3.172	1	C_A.1	C645	4564	3171,98	6018,96
	A.2	7.784	2	C_A.2.1	C645	5600	3575	6783,71
				C_A.2.2	C645	5600	3575	6783,71
B	B	1.187	6	C_C.3.1	C645	5544	3575	6783,71
C	C.1	10.022		C_C.2.2	C645	5068	3522,26	6683,63
				C_C.2.1	C645	5908	3575	6783,71
				C_C.1.1	C645	5516	3575	6783,71
				C_C.1.2	C645	5544	3575	6783,71
				C_C.1.3	C645	5488	3575	6783,71
D	D	8.835	3	C_D.1.1	C645	4228	2938,46	5575,85
				C_D.1.2	C645	4284	2977,38	5649,70
				C_D.1.3	C645	4200	2919,0	5538,92
totale		42.773,08	12			61544	<b>40554,08</b>	<b>76953,03</b>

Tabella 3.4.3 Produzione stimata suddivisa per sottocampo

Il totale stimato di energia prodotta e immessa in rete per l'intero impianto è pari a 76,95 GWh all'anno.



## 4. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

### 4.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

#### 4.1.1. Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- Celle di silicio cristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso contenitori delle celle
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Per il progetto si prevede di utilizzare dei moduli monocristallini bifacciali da 695Wp, Tipo HUASUN HS-210-B132 DS695.

La tecnologia bifacciale permette di aumentare la produzione attesa dal pannello utilizzando la radiazione che incide sulla parte posteriore del pannello.

Le caratteristiche del pannello sono le seguenti:

- MAX POWER  $P_m(W)$  :695W
- MAX-POWER VOLTAGE  $V_m(V)$  :49.98 V
- MAX-POWER CURRENT  $I_m(A)$  :16.57 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC) : 1500 V
- Dimensioni Moduli :2384x1303x35 mm
- Peso: 38.70kg/Cad

#### 4.1.2.String Box

In un impianto fotovoltaico i moduli sono disposti in stringhe e campi a seconda del tipo di inverter utilizzato, della potenza totale e della tecnica caratteristiche dei moduli. La connessione dei moduli in serie è realizzata sui moduli stessi mediante le scatole di giunzione e i cavi solari. Al fine di poter effettuare le necessarie manutenzioni sulle stringhe e proteggere il sistema da eventuali sovratensioni e sovracorrenti vengono installate le string box che ospitano, insieme ai sistemi di interconnessione, anche i dispositivi di protezione da sovracorrente, sezionatori e dispositivi di protezione da sovratensioni.

Le stringhe previste sono di 28/29 moduli in serie permettendo in questo modo di diminuirne il numero e diminuire i cavi in DC utilizzati.



*Figura4.1.1 String box tipo*

Il progetto prevede l'installazione delle string box aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1500 V

Numero di stringhe parallele: fino a 32

Protezioni SPD: Tipo 2

Fusibili: 20 A

Sezionatori: presenti



Grado protezione quadro: IP 66

Corrente massima output: 320 A

lotto	sub-lotto	potenza picco [KWp]	numero inverter	Nome cabina	Tipo inverter	N. pannelli	Potenza nominale sub-lotto (KW)	stringhe da 28 pannelli	Stringhe da 29 pannelli	String box tipo 1 28 p	numero di stringhe	String box tipo 2 28 p	numero di stringhe	String box tipo 1 29 p	numero di stringhe	String box tipo 2 29 p	numero di stringhe
A	A.1	3.172	1	C_A.1	C645	4564	3171,98	76	84	3	20	1	16	4	20	1	4
			2	C_A.2.1	C645	5600	3575	113	84	5	20	1	13	4	20	1	4
	A.2	7.784		C_A.2.2	C645	5600	3575	113	84	5	20	1	13	4	20	1	4
B	B	1.187	6	C_C.3.1	C645	5544	3575	82	112	4	20	1	2	5	20	1	12
				C_C.2.2	C645	5068	3522,26	65	112	3	20	1	5	5	20	1	12
				C_C.2.1	C645	5908	3575	95	112	4	20	1	15	5	20	1	12
	C.1	10.022		C_C.1.1	C645	5516	3575	81	112	4	20	1	1	5	20	1	12
	C.2	10.606		C_C.1.2	C645	5544	3575	82	112	4	20	1	2	5	20	1	12
C	C.3	1.168		C_C.1.3	C645	5488	3575	109	84	5	20	1	9	4	20	1	4
D	D	8.835	3	C_D.1.1	C645	4228	2938,46	64	84	3	20	1	4	4	20	1	4
				C_D.1.2	C645	4284	2977,38	66	84	3	20	1	6	4	20	1	4
				C_D.1.3	C645	4200	2919,0	63	84	3	20	1	3	4	20	1	4
totale		42.773,08	12			61544	40554,08	1009	1148								

Tabella 4.1.2 Suddivisione stringhe su string box

#### 4.1.3. Power Station

All'interno dell'impianto sono previste 12 power station, una per ogni sottocampo con la funzione di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle stringbox convertire l'energia da corrente continua a corrente alternata tramite gli inverter inverter, innalzare la tensione da BT a AT 36 KV e convogliare l'energia su una linea unica. La cabina conterrà il quadro di gestione delle linee BT, gli inverter, il trasformatore BT/AT e il quadro AT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori BT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si è scelta la power station tipo INGECON SUN 3825TL con potenza nominate di 3.575 KVA.

Questa cabina preassemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 645 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato sarà di 4.000 KVA.

La Power Station avrà le seguenti caratteristiche:

Tensione lato BT: 645 V

Tensione lato AT: 36 KV

Tipologia Trasformatore: ONAN

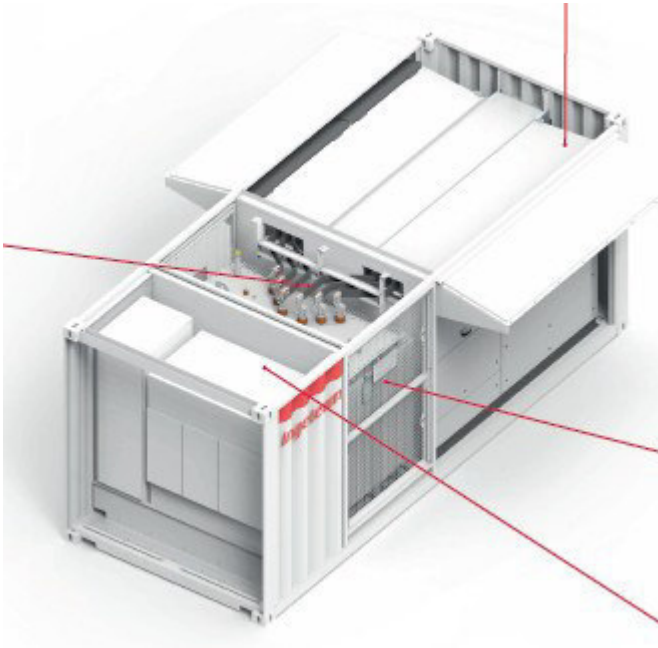
Potenza trasformatore: 4.000-KVA

Materiale spire: alluminio;

tensione nominale interruttori AT: 40,5 KV

corrente nominale interruttori AT: 630 A

Standard costruttivi: IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202



*Figura 4.1.3 – Vista Power station*

#### 4.1.4. Inverter fotovoltaici

L'energia prodotta dai pannelli in corrente continua sarà convertita dagli inverter in corrente alternata.

Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. L'autoconsumo degli inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica. L'inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale.

Si è optato per un sistema a 1500V in corrente continua massimizzando il numero di pannelli collegabili nella medesima stringa riduce i collegamenti elettrici da realizzare.

L'inverter scelto è del tipo INGECON SUN 3825TL C645 con potenza nominale di 3.575KVA.

Il progetto prevede l'installazione di 12 inverter, installati uno su ogni Power Station, distribuiti all'interno dei sottocampi fotovoltaici per poter minimizzare le lunghezze dei cavi utilizzati.



*Figura 4.1.4 – Vista inverter*

I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono stati dimensionati in modo da essere compatibili con quelli del generatore fotovoltaico.

Caratteristiche degli inverter:

- Ottimo per tutte le tensioni di rete delle centrali fotovoltaiche;
- Soluzione di piattaforma per una progettazione flessibile delle centrali fotovoltaiche;
- Pronta per condizioni ambientali complesse;
- Componenti testati prefiniti;
- Completamente omologato;

Il progetto prevede l'installazione di inverter aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1.500 V

Potenza Nominale AC: 3.575 KW

Tensione AC: 645 V

Frequenza di rete nominale: 50 Hz

Grado protezione quadro: IP 65

Dimensioni: 4.325x2x250x1.022 mm

Il progetto prevede, come già detto, cinque sottocampi. Ogni campo comprende una power station a cui sono collegato gli inverter.

Si è provveduto alla configurazione delle stringhe in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore e nello stesso tempo ottimizzare le stringhe stesse. Le stringhe saranno tutte composte da 28 o 29 pannelli in serie.

Nella tabella seguente sono riportate la suddivisione dei pannelli e delle string-box per ogni power station e sottocampo.

lotto	sub-lotto	potenza picco [KWp]	numero inverter	Nome cabina	Tipo inverter	N. pannelli	Potenza nominale sub-lotto (KW)	stringhe da 28 pannelli	Stringhe da 29 pannelli
A	A.1	3.172	1	C_A.1	C645	4564	3171,98	76	84
	A.2	7.784	2	C_A.2.1	C645	5600	3575	113	84
				C_A.2.2	C645	5600	3575	113	84
B	B	1.187	6	C_C.3.1	C645	5544	3575	82	112
C	C.1	10.022		C_C.2.2	C645	5068	3522,26	65	112
				C_C.2.1	C645	5908	3575	95	112
				C_C.1.1	C645	5516	3575	81	112
				C_C.1.2	C645	5544	3575	82	112
				C_C.1.3	C645	5488	3575	109	84
D	D	8.835	3	C_D.1.1	C645	4228	2938,46	64	84
				C_D.1.2	C645	4284	2977,38	66	84
				C_D.1.3	C645	4200	2919,0	63	84
totale		42.773,08	12			61544	<b>40554,08</b>	1009	1148

Tabella 4.1.3 Suddivisione stringhe per sottocampo

Nella tabella seguente sono riportati le verifiche delle stringhe nella configurazione degli inverter scelti.

Dimensionamento stringhe e verifica inverter									
caratteristiche pannelli fotovoltaici									
Marca	Modello	Potenza nominale	Efficienza modulo	Tensione a MPPT	Corrente a MPPT	Tensione a vuoto	corrente di corto circuito	max tensione pannello	
		Pmax		Vmp	Imp	Voc	Isc		
		W	%	V	A	V	A	V	
HUASUN	HS-210-B132	695	22,37	41,95	16,57	49,98	17,37	1500	
Caratteristiche inverter									
Marca	Modello	Potenza nominale	Tensione minima	Tensione Massima	Tensione Massima a 35°C	Corrente massima in input	Corrente massima a corto circuito		
		Pmax	VDCmin	VDCmax	VDC35°C	Imp	Iccmax		
		W	V	V	V	A	A		
INGECON	SUN 3825TL	3.575	916	1.500	1.500	3.965	9.000		
verifica stringhe/inverter									
numero stringhe	pannelli per stringa	Tensione minima stringa	controllo tensione	Tensione massima stringa	Controllo tensione max	corrente massima	controllo corrente massima	corrente massima cc	controllo corrente massima cc
		V		V		A		A	
95	28	1.175	verifica	1.399	verifica	1.574	verifica	1.650	verifica
112	29	1.217	verifica	1.449	verifica	1.856	verifica	1.945	verifica
		Potenza per stringa	potenza totale in DC	Rapporto potenza nominale inverter	controllo potenza nominale inverter				
		Kw	Kw	%					
		19,46	1.849	87%	verifica				
		20,155	2.257						

Tabella 4.1.4 verifica stringhe ed inverter

#### 4.1.5.Cavidotti AT

L'energia prodotta dall'impianto e trasformata nelle power station da continua BT ad alternata AT, sarà addotta ad una stazione di consegna di proprietà del produttore per la successiva consegna alla RTN.

Il cavidotto progettato avrà tensione di 36 KV e sarà posato lungo il percorso individuato in planimetria.

Sono previste 4 linee separate power station secondo lo schema riportato nelle tavole allegate:

Per una trattazione più approfondita dei cavidotti si rimanda al capitolo 5 della presente relazione.

## 4.2. IMPIANTI PER LA CONNESSIONE

Conformemente al preventivo di connessione di cui alla nota del 07/10/2020 del gestore di rete, TERNA s.p.a. - la cui titolarità è in capo alla UKA SOLAR RAMACCA SRL come da nota del 27/06/2022 e successiva modifica del 06/02/2023 del medesimo gestore di rete – la connessione dell'impianto alla Rete di Trasmissione dell'energia Elettrica (RTN) avverrà presso una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi- Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Gli impianti di connessione alla RTN sono stati progettati in conformità al suddetto Preventivo di Connessione. La tipologia di inserimento in antenna prevista consiste nell'utilizzo di un elettrodotto a 36 kV interrato da collegare tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo arrivo produttore dedicato in Stazione Elettrica RTN dall'altro.

Si rimanda alla relazione sugli impianti per la connessione per la trattazione più approfondita di tali argomenti.

## 5. CAVIDOTTI

### 5.1. CAVIDOTTI BT

#### 5.1.1. Tipologie di cavo BT

Le linee di collegamento in serie dei pannelli per formare le stringhe saranno realizzate in parte con i cavi in dotazione ai pannelli stessi ed in parte mediante cavi in rame del tipo "solare".

Tali cavi sono posti all'esterno e sottoposti alle intemperie durante tutta la vita dell'impianto, per tale motivo si utilizzeranno cavi isolati con gomma elastomerica di qualità conforme alla norma EN 50618.

I cavi scelti sono del tipo H1Z2Z2-K, dove il conduttore è formato da una corda di rame flessibile stagnato, di classe 5 isolato con due strati in gomma senza alogeni non propaganti la fiamma.

Tale cavo ha le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale in cc 1500 V,

Temperature d'esercizio -40°/+90°,

Sforzo massimo di trazione 15 N/mmq.

La sezione del cavo sarà 6 mmq .

<b>Bassa Tensione</b> <i>Low Voltage</i>	<b>H1Z2Z2-K</b>	<b>Fotovoltaico</b> <i>Photovoltaic</i>
<b>CPR (UE) n° 305/11</b> <b>E<sub>ca</sub></b>	Regolamento Prodotti da Costruzione/ <i>Construction Products Regulation</i> Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014 <i>Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014</i>	<b>DoP n° 1036/17</b>
EN 50618 CBI EN 60332-1-2 CBI EN 50525 CBI EN 50289-4-17 A CBI EN 50396 2014/35/UE 2011/65/CE CA 01.00546	Costruzione e requisiti/ <i>Construction and specifications</i> Propagazione fiamma/ <i>Flame propagation</i> Emissione gas/ <i>Gas emission</i> Resistenza raggi UV/ <i>UV resistance test</i> Resistenza ozono/ <i>Ozone resistance</i> Direttiva Bassa Tensione/ <i>Low Voltage Directive</i> Direttiva RoHS/ <i>RoHS Directive</i> Certificato IMQ/ <i>IMQ Certificate</i>	

Figura 5.1.1 Cavo “solare” con conformità richieste

Per le linee che collegheranno le stringbox con le power station sarà utilizzato un cavo in alluminio con isolamento in gomma Qualità G16 e guaina in PVC Qualità R16.

Il cavo scelto è del tipo ARG16R16 il quale avrà sezioni variabile in funzione dei calcoli di progetto.

Tale cavo ha le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale in cc 1000 V,

Temperature d'esercizio -15°/+90°C,

Temperatura massima di cortocircuito 250 °C

## ARG16R16-0,6/1 kV

**REAZIONE AL FUOCO**

**CONFORME CPR**  
**REGOLAMENTO 305/2011/JE**

Norma:	EN 50675:2014+A1:2016
Classe:	C <sub>ca</sub> -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi e alogenidrici:	EN 60754-2
Organismo Notificato:	0051 - IMC
CE	2018

Costruzione, requisiti elettrici  
fisici e meccanici: CEI 20-13

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1

Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE

Direttiva RoHS: 2011/65/UE



Figura 5.1.2 Cavo Bt con conformità richieste

### 5.1.2. Calcolo delle linee elettriche in cavo

Il calcolo è stato condotto considerando cavi con i relativi conduttori e supponendo trascurabili i parametri trasversali delle linee.

La linea viene dapprima dimensionata secondo il criterio della massima caduta di tensione; quindi vengono confrontate la sezione e la portata teorica con la sezione e la portata del cavo commerciale (restando così verificato anche il criterio termico).

Infine è stata calcolata l'energia specifica passante tollerata dal cavo in relazione all'isolamento.



Il dimensionamento è stato condotto verificando per la linea in questione le seguenti relazioni suggerite dalle norme C.E.I 64 - 8 circa la protezione delle linee in cavo dalle sovracorrenti:

1.  $I_b < I_n < I_z$  ;
2.  $I_f < 1.45 I_z$

dove:

- $I_b$ : Corrente convenzionale relativa al circuito,
- $I_n$ : Corrente nominale di intervento del dispositivo di protezione,
- $I_z$ : Portata del cavo nelle condizioni di posa,
- $I_f$ : Corrente di sicuro intervento del dispositivo di protezione.

Inoltre è stato verificato che la caduta di tensione % ammessa sulla linea risultasse inferiore al 4 %, in tutte le condizioni di funzionamento.

Per il dimensionamento dei cavi elettrici Bt si sono utilizzati due metodi, il metodo del carico termico, ed il metodo della massima caduta di tensione.

Il criterio del carico termico è prevalente per linee molto corte e, in particolare, per i cavi e le sbarre.

Il sovrariscaldamento dovuto a densità di corrente elevata altera la bontà della trasmissione in quanto aumenta la resistenza; di conseguenza le caratteristiche di isolamento dei cavi non sono più garantite.

Il bilancio termico per un cavo di lunghezza unitaria, si può esprimere come:

$P_j - P_a - P_t = 0$  dove:

- $P_j$  = Potenza termica dissipata per effetto joule
- $P_a$  = Potenza termica accumulata
- $P_t$  = Potenza termica trasmessa all'esterno

A regime quando la temperatura si stabilizza (a temperatura costante) tutto il calore prodotto per effetto Joule  $P_j$  viene trasmesso all'ambiente esterno  $P_t$ .

In condizioni di equilibrio termico

$$P_j = P_t$$

Occorre fare in modo che non si verifichino pericolosi innalzamenti della temperatura, ossia occorre limitare la dissipazione di potenza per effetto joule e quindi la corrente che attraversa il cavo.

L'espressione della intensità di corrente massima ammissibile è pari a:

$$I_{ma} = \sqrt{\frac{Ks\Delta\theta A}{\rho}} \quad (A)$$

Nella pratica comune il valore Ima è già tabellato(vedi tabella 1) per i diversi cavi, si è quindi verificato che la portata massima ipotizzata sia minore della portata massima ammissibile.

Modalità di posa	Tipo di cavo	Isolante	Numero di conduttori								Linea n°	
			4	3	2							
Posa con circolazione d'aria impedita (in tubi, canali, ecc.)	Unipolari con o senza guaina	PVC										1
	Multipolari	EPR			4	3	2					2
Posa con libera circolazione d'aria (a parete, su passerelle, mensole o scalette, su fune portante)	Multipolari	PVC		4	3	2						3
		EPR			4	3	2					4
	Unipolari con guaina	PVC			4	3	2					5
		EPR				4	3	2	1			6
NOTE		Sezione	Portata in regime permanente (A)									
<p>1. Le portate dei cavi con conduttori in alluminio possono essere ottenute moltiplicando per 0,78 le portate dei cavi in rame di eguale sezione.</p> <p>2. Le portate si riferiscono ad una temperatura ambiente di 30°C.</p> <p>3. Le portate dei cavi in PVC sono valide anche per i cavi isolati in gomma G e GI; quelle dei cavi in EPR sono valide per i cavi in polietilene reticolato (XLPE).</p> <p>4. La portata indicata per i cavi sezione 1mm è solo per riferimento.</p> <p>5. La sezione (nominale) 50 mm<sup>2</sup> corrisponde ad una sezione effettiva di 47,5 mm<sup>2</sup>.</p> <p>6. Nel caso di cavi in tubi protettivi incassati in pareti termicamente isolanti come legno o espanso, applicare un fattore di riduzione pari a 0,84.</p> <p>7. Le portate dei cavi multipolari si applicano a cavi con conduttori rotondi, per i cavi multipolari con conduttori settoriali si applica una riduzione.</p> <p>8. Le portate indicate per un cavo unipolare con guaina si applicano a cavi unipolari distanziati almeno di un diametro in orizzontale, due diametri se sovrapposti in verticale.</p> <p>9. Per la posa senza circolazione di aria (linee 1 e 2) la tabella vale fino alla sezione di 120 mm<sup>2</sup>.</p>		mm <sup>2</sup>	A	B	C	D	E	F	G	H		
		1	10,5	12	13,5	15	17	19	21	23		
		1,5	14	15,5	17,5	19,5	22	24	27	29		
		2,5	19	21	24	26	30	33	37	40		
		4	25	28	32	35	40	45	50	55		
		6	32	36	41	46	52	58	64	70		
		10	44	50	57	63	71	80	88	97		
		16	59	68	76	85	96	107	119	130		
		25	75	89	101	112	127	142	157	172		
		35	97	111	125	138	157	175	194	213		
		50	117	134	151	168	190	212	235	257		
		70	149	171	192	213	242	270	299	327		
		95	181	207	232	258	293	327	362	396		
120	209	239	269	299	339	379	419	458				
150		275	309	344	390	435	481	527				
185		314	353	392	444	496	549	602				
240		369	415	461	522	584	645	707				

Tabella 5.1.1 Portata massima in regime permanente.

Il criterio della massima caduta di tensione impone che si garantisca una caduta di tensione sulla linea inferiore al valore limite fissato.

Vista che sarà realizzata una linea dedicata all'impianto la massima caduta di tensione accettabile è pari al 4 % della tensione nominale.

Si è in particolare calcolata la massima caduta di tensione attesa per l'impianto con la seguente:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot I_n \cdot L \quad \text{per corrente continua}$$

$$\Delta U = 2 \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \sin\phi) \cdot I_n \cdot L \quad \text{per corrente alternata}$$

Dove:

R = resistenza unitaria a 80 ° (vedi tabella 2 oppure schede tecniche cavi)

X=reattanza unitaria (vedi tabella 5.2)

In= corrente nominale;

L= Lunghezza della linea.

Sezione nominale	Cavi tripolari						
	Resistenza R ad 80 °C		Reattanza X	Cadute di tensione ΔU			
	Corrente continua	Corrente alternata		Corrente alternata trifase			
			cos φ 1	cos φ 0,9	cos φ 0,8	cos φ 0,7	
mm <sup>2</sup>	mΩ/m	mΩ/m	mΩ/m	mV/Am	mV/Am	mV/Am	mV/Am
1	22,5		0,125	39	35,2	31,3	27,4
1,5	15,1		0,118	26,1	23,6	21	18,45
2,5	9,08		0,109	15,7	14,24	12,7	11,1
4	5,68		0,101	9,85	8,93	7,98	5,04
6	3,78		0,0955	6,54	5,96	5,34	4,70
10	2,27		0,0861	3,94	3,60	3,24	2,86
16	1,43		0,0817	2,48	2,29	2,07	1,83
25	0,907		0,0813	1,57	1,48	1,34	1,20
35	0,654		0,0783	1,13	1,08	0,988	0,888
50	0,483		0,0779	0,838	0,812	0,750	0,680
70	0,334		0,0751	0,579	0,577	0,541	0,496
95	0,241		0,0762	0,419	0,433	0,412	0,385
120	0,190	0,191	0,0740	0,332	0,354	0,342	0,321
150	0,150	0,157	0,0745	0,272	0,300	0,295	0,280
185	0,124	0,125	0,0742	0,217	0,251	0,250	0,241
240	0,0942	0,0966	0,0752	0,167	0,207	0,212	0,208
300	0,0750	0,0780	0,0750	0,135	0,178	0,186	0,186
400	0,0587	0,0625	0,0742	0,108	0,153	0,164	0,166
500	0,0466	0,0512	0,0744	0,0887	0,136	0,148	0,152
630	0,0361	0,0417	0,0749	0,0722	0,122	0,136	0,141

Tabella 5.1.2 Cadute di tensione cavi in rame

Si è verificato che la massima caduta di tensione calcolata sia inferiore alla massima caduta di tensione fissata come accettabile. Nei calcoli si è tenuto conto dell'intera lunghezza del cavo che andrà posato dai pannelli alla string box e da qui alle power station.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei calcoli effettuati.

Calcolo cavi elettrici BT		
<b>corrente continua</b>		Pannelli-Sring box
<b>P</b>	20.155	Kw
<b>V</b>	1500	V
<b>Cosfi</b>		
<b>In</b>	13.44	A
<b>L</b>	150	Lunghezza tratto
<b>Criterio carico termico</b>		
<b>Tipoogia</b>	A	
<b>sezione</b>	6	mmq
<b>Portata max cavo</b>	41	A
<b>esito criterio</b>	verifica	
<b>Criterio max caduta di tensione</b>		
<b>K</b>	3.78	da tabella
<b>Delta V</b>	15.23718	V
<b>percentuale caduta</b>	1.015812	%
<b>% massima accettabile</b>	4	

Calcolo cavi elettrici BT		
<b>corrente continua</b>		string box-power station
<b>P</b>	403.11	Kw
<b>V</b>	1500	V
<b>Cosfi</b>		
<b>In</b>	268.74	A
<b>L</b>	250	Lunghezza tratto
<b>Criterio carico termico</b>		
<b>Tipoogia</b>	A	
<b>sezione</b>	240	mmq
<b>Portata max cavo</b>	413	A
<b>esito criterio</b>	verifica	
<b>Criterio max caduta di tensione</b>		
<b>K</b>	0.125	da tabella
<b>Delta V</b>	16.79625	V
<b>percentuale caduta</b>	1.11975	%
<b>% massima accettabile</b>	4	

Tabella 5.1.3 calcoli elettrici cavi BT

### 5.1.3.Circuiti elettrici

Al fine di assicurare un servizio affidabile dell'impianto il circuito elettrico è stato dotato delle necessarie apparecchiature di protezione e comando richieste dalla normativa vigente.

La selettività di intervento in caso di dispersione verso terra, è garantita dall'impiego di interruttori differenziali.

I cavi saranno posati in canaletta sotto i pannelli e in tubi protettivi in polietilene corrugato interrati al di sotto del piano di campagna. I raggi di curvatura dei cavi, se  $D$  è il diametro esterno del cavo, devono essere  $\geq 12xD$ , mentre il diametro del tubo protettivo deve essere  $\geq 1,4$  volte il diametro del fascio di cavi che ospita.

Per la protezione delle condutture dai sovraccarichi e dalle correnti di cortocircuito verranno adoperati interruttori automatici magnetotermici.

#### 5.1.4. Cadute di tensione

Le cadute di tensione in qualsiasi punto dell'impianto quando sono inseriti tutti gli apparecchi che possono funzionare simultaneamente, non devono superare il 4% della tensione misurata al punto di consegna dell'impianto utilizzatore.

#### 5.1.5. Prescrizioni generali

I componenti dovranno essere scelti conformi alle prescrizioni di sicurezza delle rispettive norme e saranno scelti in modo da non causare effetti nocivi sugli altri componenti o sulla rete di alimentazione. I componenti dell'impianto e gli apparecchi utilizzatori fissi saranno installati in modo da facilitare il funzionamento, il controllo, l'esercizio e l'accesso alle connessioni.

I dispositivi di manovra e di protezione, devono portare scritte o altri contrassegni che ne permettano la identificazione.

Per quanto riguarda la identificazione dei conduttori dovranno essere rispettate le seguenti indicazioni:

- bicolore giallo-verde: conduttori di terra, protezione ed equipotenzialità;
- blu chiaro: conduttore di neutro;
- colori secondo la tabella CEI-UNEL 00722, per i colori distintivi dei cavi.

#### 5.1.6. Quadri elettrici

I quadri saranno installati ad una quota dalla superficie calpestabile di m.1 minimo e conterranno le apparecchiature di sezionamento, comando, protezione dei circuiti contro le sovracorrenti, cortocircuiti e contro i contatti indiretti.

Il potere di interruzione degli interruttori è calcolato come da indicazioni della CEI 64-8, in accordo ai suggerimenti delle norme CEI 64-50.

## 5.2. CAVIDOTTI AT

### 5.2.1.Premesse

La rete elettrica di consegna dell'energia prodotta è prevista in alta tensione con una tensione di esercizio a 36 kV che consente di minimizzare le perdite elettriche e di ridurre la fascia di rispetto per i campi elettromagnetici, determinata ai sensi della L.36/01 e D.M. 29.05.2008.

La sezione dei cavi di collegamento tra l'impianto di produzione e il punto di consegna è stata calcolata in modo da essere adeguata alla corrente transitante nelle condizioni di funzionamento alla potenza nominale degli impianti.

Per quanto riguarda le lunghezze delle varie tratte si è effettuata la misura del tracciato del cavidotto sulle planimetrie di progetto e tenendo conto dei dislivelli altimetrici.

Le verifiche sono state effettuate per un controllo delle sezioni standard che saranno utilizzate per la costruzione del campo, in relazione alle condizioni progettuali di funzionamento e di posa del cavo.

### 5.2.2.Tipologia caviAT

I cavi scelti, per le opere interne all'impianto fotovoltaico e di collegamento dello stesso con la cabina di consegna, saranno terne di cavi unipolari, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PE.

L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche dei singoli enti proprietari delle infrastrutture attraversate ed in particolare dalle norme CEI 11-17 e 11-1.

Il cavo per le linee interrate sarà del tipo ARE4H5EE avente le seguenti caratteristiche:

- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso
- Isolamento: polietilene reticolato DIX8
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
- Guaina: Polietilene,
- Colore: rosso
- Tensione nominale d'esercizio: U0/U 20.8/36 KV
- Temperature d'esercizio:-15°/+90°C




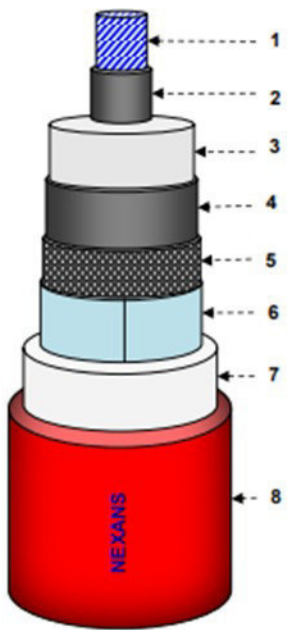
	<b>ARE4H5EE</b> <b>20,8/36 kV</b> <b>1x... SK2</b>												
<p><b>HIGH VOLTAGE CABLE</b>  <b>SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.</b></p>													
<p><b>APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS</b>  <i>In HV energy distribution networks for voltage systems up to 42kV.</i>  <i>Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.</i>  <b>SHOCK PROOF SK2</b> has a very good shock resistance characteristics.  <i>The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable.</i>  <b>Shock Proof SK2</b> cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in CEI 20-68 standard.  <b>This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.</b></p>													
<p><b>FUNCTIONAL CHARACTERISTICS</b></p> <table border="0"> <tr> <td>Rated voltage <math>U_0/U</math>:</td> <td style="text-align: right;">20,8/36 kV</td> </tr> <tr> <td>Maximum voltage <math>U_m</math>:</td> <td style="text-align: right;">42 kV</td> </tr> <tr> <td>Test voltage:</td> <td style="text-align: right;">2,5 <math>U_0</math></td> </tr> <tr> <td>Max operating temperature of conductor:</td> <td style="text-align: right;">90 °C</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature:</td> <td style="text-align: right;">250 °C (for max 5 s)</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature (screen):</td> <td style="text-align: right;">150 °C</td> </tr> </table>		Rated voltage $U_0/U$ :	20,8/36 kV	Maximum voltage $U_m$ :	42 kV	Test voltage:	2,5 $U_0$	Max operating temperature of conductor:	90 °C	Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)	Max short-circuit temperature (screen):	150 °C
Rated voltage $U_0/U$ :		20,8/36 kV											
Maximum voltage $U_m$ :	42 kV												
Test voltage:	2,5 $U_0$												
Max operating temperature of conductor:	90 °C												
Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)												
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C												
<p><b>CONSTRUCTION</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <b>Conductor</b> stranded, compacted, round, <b>aluminium</b> - class 2 acc. to IEC 60228</li> <li>2. <b>Conductor screen</b> extruded semiconducting compound</li> <li>3. <b>Insulation</b> extruded cross-linked polyethylene (<b>XLPE</b>) compound</li> <li>4. <b>Insulation screen</b> extruded semiconducting compound - <b>fully bonded</b></li> <li>5. <b>Longitudinal watertightness</b> semiconducting <b>water blocking tape</b></li> <li>6. <b>Metallic screen and radial water barrier</b> <b>aluminium tape</b> longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</li> <li>7. <b>First sheath - 1</b> extruded <b>PE</b> compound</li> <li>8. <b>Second sheath - 2</b> extruded <b>PE</b> compound - colour: <b>red</b> with improved <b>impact resistance</b></li> </ol>													
<p><b>Max pulling force during laying</b> 50 N/mm<sup>2</sup> (applied on the conductors)  <b>Min bending radius during laying</b> 14 <math>D_{cable}</math> (dynamic condition)  <b>Minimum temperature during laying</b> - 25 °C (cable temperature)</p>	<p><b>STANDARDS</b>  IEC 60840 where applicable (testing)  Nexans Design  HD 620 where applicable (materials)  CEI 20-68 where applicable (impact test)</p>												

Figura 5.2.1 Cavo AT interrato con norme di riferimento

### 5.2.3. Tipologie di posa cavidotti interrati

La sezione tipo del cavidotto prevede accorgimenti tipici in questo ambito di lavori (allettamento dei cavi su sabbia, coppone di protezione e nastro di segnalazione al di sopra dei cavi, a guardia da possibili scavi incauti).

Sarà inoltre prevista la posa della fibra ottica necessaria per la trasmissione dati e relativo controllo dell'impianto. All'interno dello scavo del cavidotto troverà posto anche la corda di rame nuda dell'impianto equipotenziale.

Il cavidotto AT è posato su strade in asfalto (Tipologia A) o su terreni agricoli/strade sterrate (Tipologia B), entro scavi a sezione obbligata a profondità stabilita dalle norme CEI 11/17 e dal codice della strada.

Nel caso posa su terreno agricolo la profondità di scavo è di 1.10 m, nelle strade asfaltate lo scavo sarà di 1.20 m di profondità per far sì che l'estradosso dei cavi sia sempre a profondità maggiore a 1.00 m dal piano stradale. Prima della posa del cavo AT sarà realizzato un letto con idoneo materiale sabbioso di spessore di circa 10 cm. Il cavo sarà rinfiancato e ricoperto con lo stesso materiale sabbioso per uno spessore complessivo che potrà variare da un min.50 cm ad un max di 74 cm a seconda della profondità dello scavo stesso. Al di sopra della sabbia verrà ripristinato il materiale originario dello scavo. Sul fondo dello scavo sarà posata la rete di terra realizzata con corda in rame nudo di 50 mmq di sezione. Tra lo strato di sabbia ed il ricoprimento sarà collocata una protezione meccanica formata da una coppella in pvc. Nello strato di ricoprimento sarà posto il nastro monitore in numero di file pari alle terne presenti nello scavo.

Nelle strade asfaltate sarà ripristinato il binder e lo strato di usura finale secondo le prescrizioni.

La larghezza dello scavo sarà da 0.60m a 0.80 m.

Di seguito si riporta un esempio di sezione tipo su strada interpoderale/terreno agricolo.

## TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO

### Sezione tipo 1B

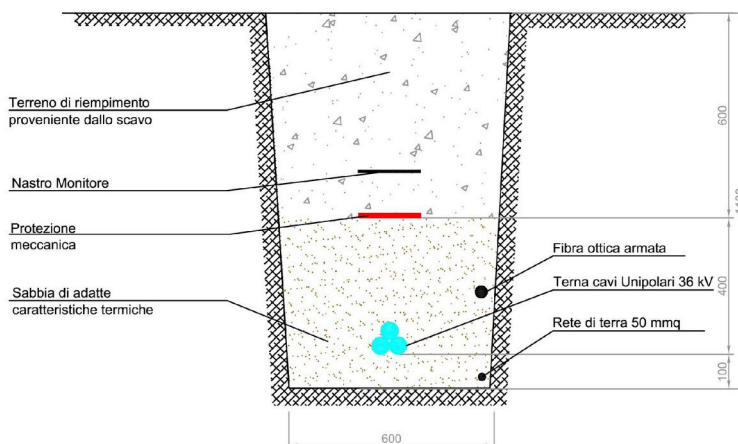


Figura 5.2.2 Sezione tipo di scavo su terreno agricolo

#### 5.2.4. Condizioni progettuali di posa

Le condizioni progettuali di posa e le relative ipotesi adottate sono:

- Tensione di esercizio dell'impianto elettrico pari a: 36 kV.
- Temperatura media del terreno: 25 °C
- Resistività termica del terreno: 1,5 °Km / W
- Distanza minima tra terne di cavi in terra: 25 cm
- Profondità di posa: 1,1 m
- Fattore di potenza: 0,95
- Tipo di posa: interrata con disposizione a trifoglio

I risultati ottenuti hanno lo scopo di verificare il dimensionamento di massima dei cavi dell'impianto e potranno, in fase esecutiva, essere diversamente ottimizzati in funzione delle differenti scelte tecniche che saranno disponibili al momento della progettazione esecutiva.

#### 5.2.5. Calcoli elettrici cavidotti

Si è verificato che le cadute di portata per tutte le singole tratte siano contenute entro il 2% ' e entro il 2,5% per l'intera linea secondo la seguente:

$$\Delta V = \frac{(P * R + Q * X)}{V^2}$$

dove:

P: potenza transitante

Q: potenza reattiva, con fattore di potenza 0,95;

R: resistenza del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;

X: reattanza del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;

V: tensione di esercizio del cavo (36kV).

La portata effettiva dei cavi è stata calcolata secondo la seguente:

$$I_z = I_0 * K1 * K2 * K3 * K4$$

Dove:

$I_0$  = portata nominale (a 20°C)

K1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C (posto pari a 0.96 per esercizio a 25°C)

K2 = Fattore di correzione per compresenza di circuiti (distanza fra i circuiti 0,25 m)

K3 = Fattore di correzione per profondità diversa da 0,8 m (per posa ad 1,1m)

K4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k\*m/W (valore pari a quello per posa in terreno asciutto - essendo questa la condizione più gravosa, si pone la il correttore pari ad 1)

A seguire si riporta la tabella di calcolo e le sezioni scelte.

Calcolo cavi elettrici AT				
linea 1		tratto	tratto	tratto
Dati di progetto		Da C_A.1 a C_A.2.1	Da C_A.2.1 a C_A.2.2	Da C_A.2.2 a SEP
P	Kw	3.172	6.747	10.322
V	V	36.000	36.000	36.000
Cosfi		0,95	0,95	0,95
In	A	53,5	113,9	174,3
Lunghezza tratto	m	518	628	18.127
Tipologia		ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	95	95	400
<b>Criterio carico termico</b>				
Portata nominale cavo $I_0$	A	229	229	466
numero terne adiacenti		2	2	4
Fattore correttivo K		0,82944	0,82944	0,6912
Portata massima cavo	A	189,94	189,94	322,10
esito criterio		verifica	verifica	verifica
<b>Criterio max perdita di carico</b>				
Resistenza elettrica	da tabella	0,411	0,411	0,101
Reattanza	da tabella	0,14	0,14	0,11
K		0,752	0,752	0,226
Delta V	V	20,9	53,8	712,8
percentuale caduta	%	0,058	0,149	1,980
% massima accettabile	%	2,2	2,2	2,2
esito criterio		verifica	verifica	verifica
Caduta totale linea	V	787,478		
% caduta totale linea	%	2,187		
% caduta accettabile totale linea	%	2,5		
esito criterio			verifica	

Calcolo cavi elettrici AT				
linea 2		tratto	tratto	tratto
Dati di progetto		Da C_C.3.1 a C_C.2.2	Da C_C.2.1 a C_C.2.2	Da C_C.2.2 a SEP
P	Kw	3.575	3.575	10.672
V	V	36.000	36.000	36.000
Cosfi		0,95	0,95	0,95
In	A	60,4	60,4	180,2
Lunghezza tratto	m	361	381	18.114
Tipologia		ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	95	95	400
<b>Criterio carico termico</b>				
Portata nominale cavo I <sub>0</sub>	A	229	229	466
numero terne adiacenti		2	2	4
Fattore correttivo K		0,82944	0,82944	0,6912
Portata massima cavo	A	189,94	189,94	322,10
esito criterio		verifica	verifica	verifica
<b>Criterio max perdita di carico</b>				
Resistenza elettrica	da tabella	0,411	0,411	0,101
Reattanza	da tabella	0,14	0,14	0,11
K		0,752	0,752	0,226
Delta V	V	16,4	17,3	736,5
percentuale caduta	%	0,046	0,048	2,046
% massima accettabile	%	2,2	2,2	2,2
esito criterio		verifica	verifica	verifica
<b>Caduta totale linea</b>				
Caduta totale linea	V	753,765		
% caduta totale linea	%	2,094		
% caduta accettabile totale linea	%	2,5		
esito criterio			verifica	

Calcolo cavi elettrici AT				
linea 3		tratto	tratto	tratto
Dati di progetto		Da C_D.1.1 a C_D.1.2	Da C_D.1.3 a C_D.1.2	Da C_D.1.2 a SEP
P	Kw	2.938	2.919	8.834
V	V	36.000	36.000	36.000
Cosfi		0,95	0,95	0,95
In	A	49,6	49,3	149,1
Lunghezza tratto	m	155	144	19.176
Tipologia		ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	95	95	400
<b>Criterio carico termico</b>				
Portata nominale cavo I <sub>0</sub>	A	229	229	466
numero terne adiacenti		2	2	4
Fattore correttivo K		0,82944	0,82944	0,6912
Portata massima cavo	A	189,94	189,94	322,10
esito criterio		verifica	verifica	verifica
<b>Criterio max perdita di carico</b>				
Resistenza elettrica	da tabella	0,411	0,411	0,101
Reattanza	da tabella	0,14	0,14	0,11
K		0,752	0,752	0,226
Delta V	V	5,8	5,3	645,4
percentuale caduta	%	0,016	0,015	1,793
% massima accettabile	%	2,2	2,2	2,2
esito criterio		verifica	verifica	verifica
<b>Caduta totale linea</b>				
Caduta totale linea	V	651,157		
% caduta totale linea	%	1,809		
% caduta accettabile totale linea	%	2,5		
esito criterio			verifica	

Calcolo cavi elettrici AT				
linea 4		tratto		
Dati di progetto		Da C_C.1.1 a C_C.1.2	Da C_C.1.2 a C_C.1.3	Da C_C.1.3 a SET
P	Kw	3.575	7.150	10.725
V	V	36.000	36.000	36.000
Cosfi		0,95	0,95	0,95
In	A	60,4	120,7	181,1
Lunghezza tratto	m	179	363	17.911
Tipologia		ARE4H5EE	ARE4H5EE	ARE4H5EE
sezione cavo	mmq	95	95	400
<b>Criterio carico termico</b>				
Portata nominale cavo I <sub>0</sub>	A	229	229	466
numero terne adiacenti		2	2	4
Fattore correttivo K		0,82944	0,82944	0,6912
Portata massima cavo	A	189,94	189,94	322,10
esito criterio		verifica	verifica	verifica
<b>Criterio max perdita di carico</b>				
Resistenza elettrica	da tabella	0,411	0,411	0,101
Reattanza	da tabella	0,14	0,14	0,11
K		0,752	0,752	0,226
Delta V	V	8,1	32,9	731,8
percentuale caduta	%	0,023	0,092	2,033
% massima accettabile	%	2,2	2,2	2,2
esito criterio		verifica	verifica	verifica
Caduta totale linea	V	772,908		
% caduta totale linea	%	2,147		
% caduta accettabile totale linea	%	2,5		
esito criterio			verifica	



## **6. SICUREZZA DELL'IMPIANTO**

### **6.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO**

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

### **6.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.**

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/AT.

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 gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### **6.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI**

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in



appositi scomparti antideflagranti.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

#### **6.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO**

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Cortocircuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. L'interruttore AT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

#### **6.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA**

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana CEI 016 sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto, come già descritto.

#### **6.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA**

Le cabine elettriche sono dotate di una rete di messa a terra realizzata secondo la vigente normativa. Le strutture di sostegno dei moduli sono collegate ad una rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

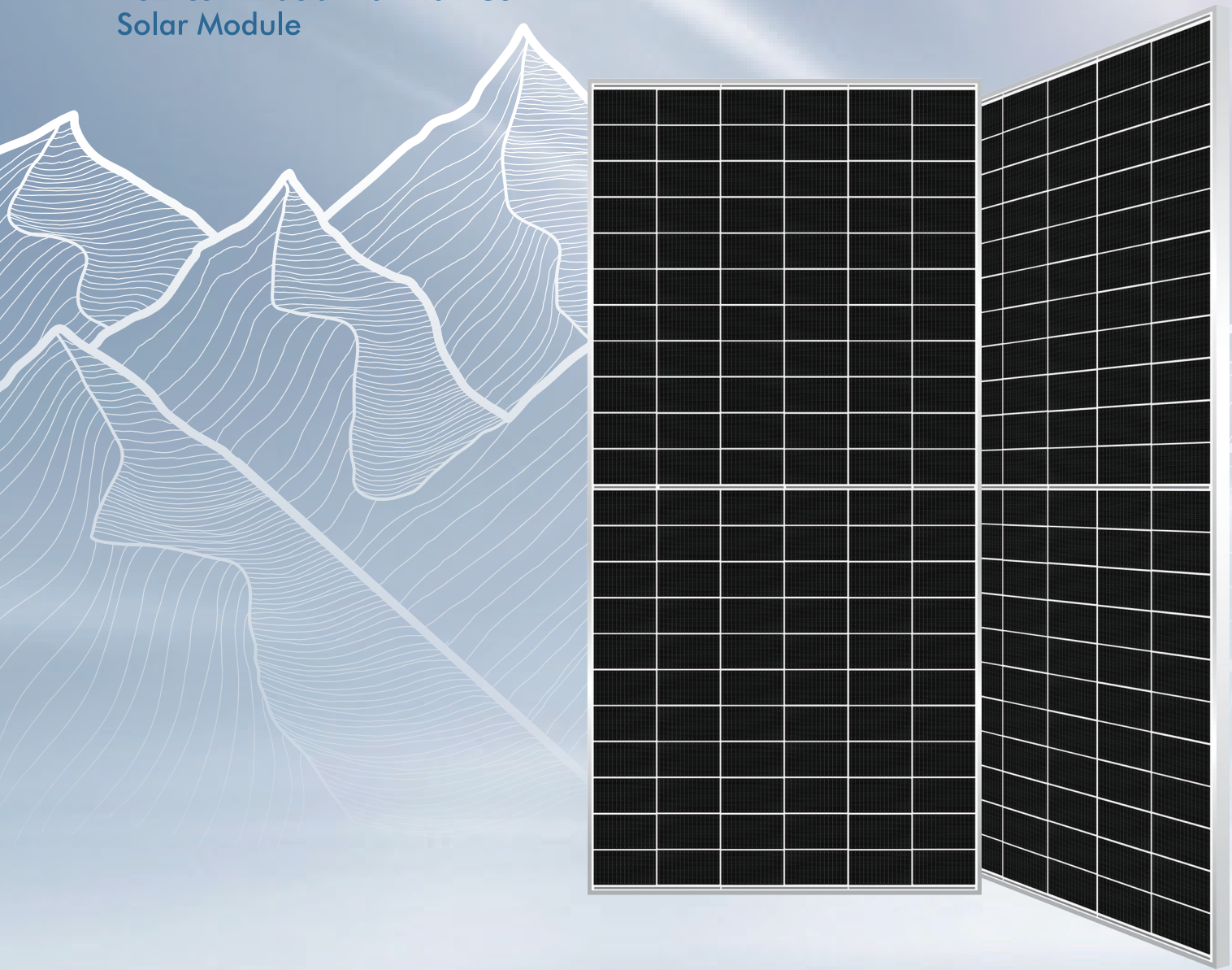
---

## 7. ALLEGATI – SCHEDE TECNICHE COMPONENTI PRINCIPALI

# Himalaya G12 Series

## 680-700W

132-cell Bifacial HJT Half Cell  
Solar Module



**HJT**

Heterojunction  
Technology

**G12**

210mm Cell



SMBB Half-Cut  
Cell Technology



Up to 85% Bifaciality



Lower BoS Cost Ensure  
A Better LCOE,  
Shorter Payback Time

**WARRANTY**

Product  
Warranty **15**  
years

Linear  
Power  
Warranty **30**  
years



Scan&Download

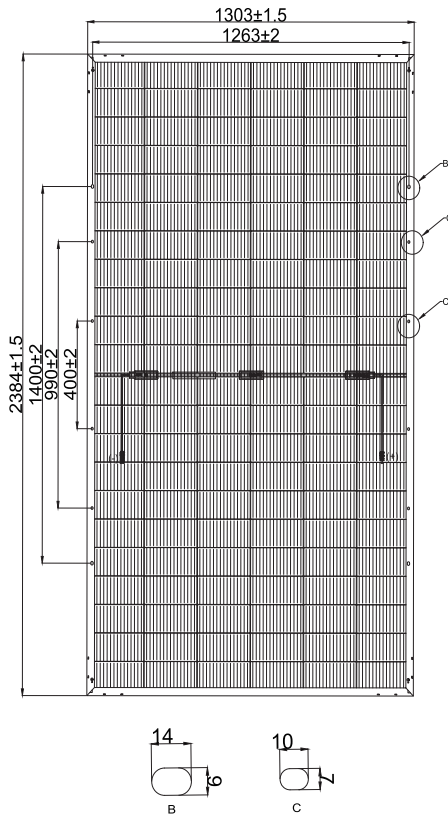
The Specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed, Anhui Huasun reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the latest version of the datasheet which shall be duly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

# Himalaya G12 Series 680-700W

132-cell Bifacial HJT Half Cell Solar Module

## Engineering Drawings

Unit: mm



## Electrical Characteristics (STC\*)

HS-210-B132	DS680	DS685	DS690	DS695	DS700
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	680W	685W	690W	695W	700W
Module Efficiency (%)	21.89%	22.05%	22.21%	22.37%	22.53%
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	41.49V	41.65V	41.80V	41.95V	42.10V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )	16.39A	16.45A	16.51A	16.57A	16.63A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	49.50V	49.66V	49.82V	49.98V	50.13V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	17.19A	17.25A	17.31A	17.37A	17.43A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	80% ± 5%				

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of P<sub>max</sub> is within +/- 3%.

## BSTC\*\*

Maximum Power (P <sub>max</sub> )	750W	756W	761W	767W	772W
Optimum Operating Voltage (V <sub>mp</sub> )	41.49V	41.65V	41.80V	41.95V	42.10V
Optimum Operating Current (I <sub>mp</sub> )	18.08A	18.16A	18.21A	18.29A	18.34A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	49.50V	49.66V	49.82V	49.98V	50.13V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	18.96A	19.04A	19.09A	19.17A	19.22A

\*\*BSTC: Front side irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, back side reflection irradiation 135W/m<sup>2</sup>, AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

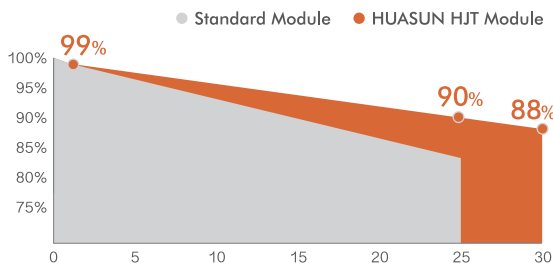
## Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficiency of P <sub>max</sub>	-0.26%/°C
Temperature Coefficiency of V <sub>oc</sub>	-0.24%/°C
Temperature Coefficiency of I <sub>sc</sub>	0.04%/°C

## Safety & Warranty

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

\* 1st year 99%, after 2nd year 0.375% annual degradation to year 30.



\* Refer to HUASUN standard warranty for details

## Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (66 × 2)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	38.7 kg
Junction Box	IP67 / IP68
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , 1400mm in length, length can be customized / UV Resistant
Connectors Type	MC4 Compatible
Frame	Anodised Aluminum Alloy
Encapsulant	POE
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	(F) 2.0mm Anti-reflective surface Solar glass   (B) 2.0mm Solar glass

## Shipping Configurations

Container Length	HC
Pallets Per Container	40'
Modules Per Pallet (pcs)	17
Modules Per Container (pcs)	31
	527

**TRANSFORMERLESS  
PV INVERTER  
WITH AN EXTRA  
THERMAL STABILITY  
AND A GREATER  
POWER DENSITY**

## Up to 3.8 MVA at 1,500 V

### Greater power density

This solar PV inverter achieves a market-leading power density of 492 kVA/m<sup>3</sup>, as it provides up to 3,825 kVA in just one power stack.

### Latest generation electronics

The INGECON® SUN 3Power C Series PV inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

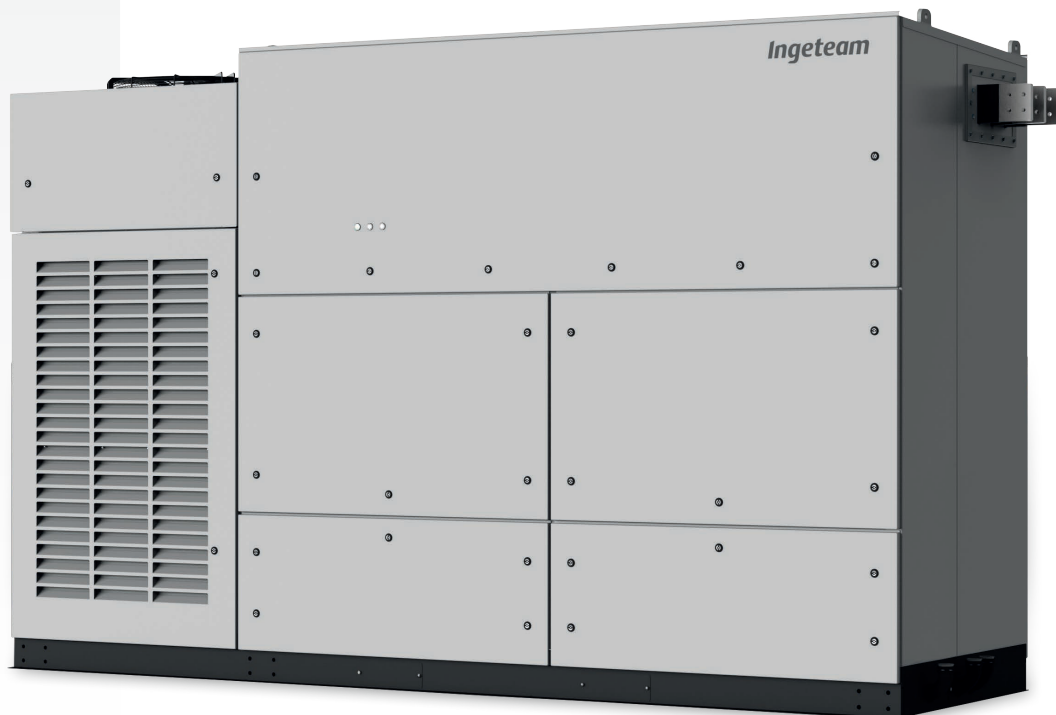
### Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam has already supplied +52 GW of liquid-cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

### IP65 protection

A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.





**Monitoring and communication**

Dual Ethernet to communicate with the SCADA and the PPC (power plant controller). Moreover, it features Wi-Fi communication as access point to connect with the inverter during commissioning and O&M works. Ingeteam's advanced PV plant monitoring system INGECON® SUN Monitor is also available at no extra cost. The Smartphone application of the INGECON® SUN Monitor -available on the App Store and on the Play Store- makes it easier and more comfortable to monitor the PV plant.

**Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.**

**Advanced grid support**



Low Voltage Ride Through



Fast Frequency Regulation



Reactive Power at Night



Voltage Droop Control



Active Power Reserve Without Batteries



Grid Following & Grid Forming



Black Start Capability



Automatic Voltage Regulation

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 24 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, liquid cooled, IP65 rated and air cooled by a closed loop.

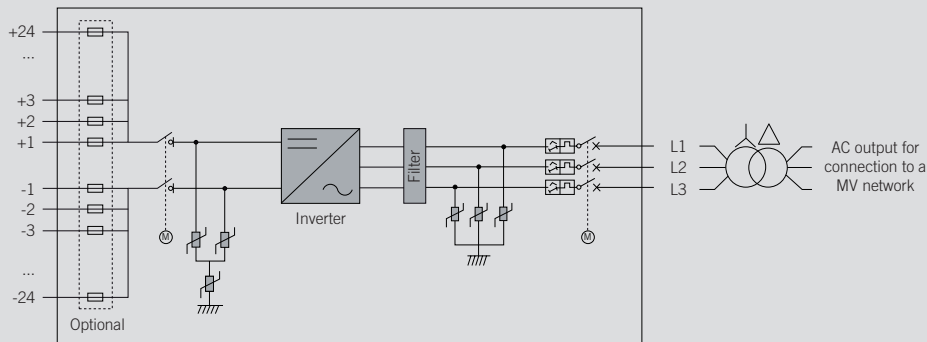
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- AC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).

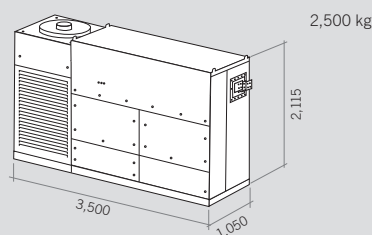
LIQUID COOLING SYSTEM

- LCS to refrigerate the IGBTs.
- More optimized component usage: greater thermal stability.
- Less moving components: lower power consumption and less maintenance works.
- No risk of particle entrance.
- Anti-corrosion protection with stainless steel components.
- LCS is used in many industries. Thus, it is very reliable, as its components are subject to many validation tests.
- Fast connectors with anti-dripping system
- Biodegradable glycol water mixture.
- No need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

**INGECON® SUN 3825TL**



**Size and weight** (mm and kg)



INGECON® SUN 3825TL							
	C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
<b>Input (DC)</b>							
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,398 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V						
Maximum current	3,965 A						
N° inputs with fuse-holders	Up to 24						
Fuse dimensions	630 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)						
Type of connection	Connection to copper bars						
Power blocks	1						
MPPT	1						
<b>Input protections</b>							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)						
DC switch	Motorized DC load break disconnect						
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton						
<b>Output (AC)</b>							
Power @30 °C / @50 °C	3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @30 °C / @50 °C	3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage <sup>(4)</sup>	600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz						
Power Factor <sup>(5)</sup>	1						
Power Factor adjustable	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(6)</sup>	<3%						
<b>Output protections</b>							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)						
AC breaker	Motorized AC circuit breaker						
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection						
Other protections	AC short-circuits and overloads						
<b>Features</b>							
Operating efficiency	98.9%						
CEC	98.5%						
Max. consumption aux. services	8,500 W						
Stand-by or night consumption <sup>(7)</sup>	< 180 W						
Average power consumption per day	2,500 W						
<b>General Information</b>							
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C						
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)						
Protection class	IP65						
Corrosion protection	External corrosion protection						
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)						
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)						
Air flow range	0 - 18,000 m³/h						
Average air flow	12,000 m³/h						
Acoustic emission (100% / 50% load)	57 dB(A) at 10m / 49.7 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, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, CEI 0-16, NTS Spain, VDE-AR-N 4120, VDE-AR-N 4110, Arrêté du 9 juin 2020, Terna A68), G99, South African Grid Code, Mexican Grid code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, IEC61727, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai), Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						

**Notes:** <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions <sup>(2)</sup> V<sub>mpp</sub>.min is for rated conditions (V<sub>ac</sub>=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems <sup>(3)</sup> Consider the voltage increase of the 'V<sub>oc</sub>' at low temperatures <sup>(4)</sup> Other AC voltages and powers available upon request <sup>(5)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power <sup>(6)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 <sup>(7)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available.



# Ingeteam

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Avda. Ciudad de la Innovación, 13  
31621 Sarriguren (Navarra) - Spain  
Tel.: +34 948 288 000  
Fax: +34 948 288 001  
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

**Ingeteam S.r.l.**  
Via Emilia Ponente, 232  
48014 Castel Bolognese (RA) - Italy  
Tel.: +39 0546 651 490  
Fax: +39 054 665 5391  
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

**Ingeteam SAS**  
La Naurouze B - 140 rue Carmin  
31670 Labège - France  
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00  
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11  
e-mail: france@ingeteam.com

**Ingeteam INC.**  
3550 W. Canal St.  
Milwaukee, WI 53208 - USA  
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190  
Fax: +1 (414) 342 0736  
e-mail: solar.us@ingeteam.com

**Ingeteam, a.s.**  
Technologická 371/1  
70800 Ostrava - Pustkovec  
Czech Republic  
Tel.: +420 59 747 6800  
Fax: +420 59 732 6899  
e-mail: czech@ingeteam.com

**Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.**  
Shanghai Trade Square, 1105  
188 Si Ping Road  
200086 Shanghai - P.R. China  
Tel.: +86 21 65 07 76 36  
Fax: +86 21 65 07 76 38  
e-mail: shanghai@ingeteam.com

**Ingeteam, S.A. de C.V.**  
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures  
11590 - Miguel Hidalgo  
Ciudad de México - Mexico  
Tel.: +52 81 8311 4858  
Fax: +52 81 8311 4859  
e-mail: northamerica@ingeteam.com

**Ingeteam Ltda.**  
Rua Estácio de Sá, 560  
Jd. Santa Genebra  
13080-010 Campinas/SP - Brazil  
Tel.: +55 19 3037 3773  
e-mail: brazil@ingeteam.com

**Ingeteam Pty Ltd.**  
Unit 2 Alphen Square South  
16th Road, Randjiespark  
Midrand 1682 - South Africa  
Tel.: +2711 314 3190  
Fax: +2711 314 2420  
e-mail: southafrica@ingeteam.com

**Ingeteam SpA**  
Los militares 5890, Torre A, oficina 401  
7560742 - Las Condes  
Santiago de Chile - Chile  
Tel.: +56 2 29574531  
e-mail: chile@ingeteam.com

**Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.**  
2nd Floor, 431  
Udyog Vihar, Phase III  
122016 Gurgaon (Haryana) - India  
Tel.: +91 124 420 6491-5  
Fax: +91 124 420 6493  
e-mail: india@ingeteam.com

**Ingeteam Sp. z o.o.**  
Ul. Koszykowa 60/62 m 39  
00-673 Warszawa - Poland  
Tel.: +48 22 821 9930  
Fax: +48 22 821 9931  
e-mail: polska@ingeteam.com

**Ingeteam Australia Pty Ltd.**  
iAccelerate Centre, Building 239  
Innovation Campus, Squires Way  
North Wollongong, NSW 2500 - Australia  
Tel.: +61 429 111 190  
e-mail: australia@ingeteam.com

**Ingeteam Panama S.A.**  
Av. Manuel Espinosa Batista,  
Ed. Torre Internacional  
Business Center, Apto./Local 407  
Urb.C45 Bella Vista  
Bella Vista - Panama  
Tel.: +50 761 329 467

**Ingeteam Service S.R.L.**  
Bucuresti, Sector 2,  
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7  
Cladirea Hermes Business  
Campus 1, Birou 236, Etaj 2  
Romania  
Tel.: +40 728 993 202

**Ingeteam Philippines Inc.**  
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.  
Amorsolo St. corner Rufino St.  
1230 Makati  
Gran Manila - Philippines  
Tel.: +63 0917 677 6039

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bainunah  
ADIB Building, Street 34  
PO BOX 30010 - Abu Dhabi  
United Arab Emirates  
Tel.: +971 50 125 8244

**Ingeteam Vietnam Ltd.**  
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street  
Phan Chu Trinh Ward  
Hoan Kiem District  
Ha Noi City - Vietnam  
Tel.: +84 24 71014057  
e-mail: vietnam@ingeteam.com

**Ingeteam Uruguay, S.A.**  
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 10  
11200, Montevideo - Uruguay  
Tel.: +598 934 92064

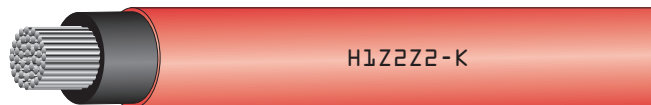
CPR (UE) n° 305/11  
E<sub>ca</sub>

Regolamento Prodotti da Costruzione/*Construction Products Regulation*  
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014  
Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014

DoP n° 1036/17

EN 50618  
CEI EN 60332-1-2  
CEI EN 50525  
CEI EN 50289-4-17 A  
CEI EN 50396  
2014/35/UE  
2011/65/CE  
CA 01.00546

Costruzione e requisiti/*Construction and specifications*  
Propagazione fiamma/*Flame propagation*  
Emissione gas/*Gas emission*  
Resistenza raggi UV/*UV resistance test*  
Resistenza ozono/*Ozone resistance*  
Direttiva Bassa Tensione/*Low Voltage Directive*  
Direttiva RoHS/*RoHS Directive*  
Certificato IMQ/*IMQ Certificate*



## DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

### Conduttore

Corde flessibile di rame stagnato, classe 5

### Isolante

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618  
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

### Guaina esterna

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

### Colore anime

Nero

### Colore guaina

Blu, rosso, nero

### Marcatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV  
(sez) (anno) (m) (tracciabilità)

## CARATTERISTICHE TECNICHE

**Tensione massima:** 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

**Temperatura massima di esercizio:** 90°C

**Temperatura minima di esercizio:** -40°C

**Temperatura minima di posa:** -40°C

**Temperatura massima di corto circuito:** 250°C

**Sforzo massimo di trazione:** 15 N/mm<sup>2</sup>

**Raggio minimo di curvatura:** 4 volte il diametro esterno massimo

### Condizioni di impiego

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari.

Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

## DESCRIPTION

Flexible single-core cable for connection in photovoltaic installations. Insulation and sheath made of elastomeric compound, halogen free and flame retardant.

### Conductor

Tinned copper flexible wire, class 5

### Insulation

Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality  
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

### Outer sheath

Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality

### Cores colour

Black

### Sheath colour

Blue, red or black

### Inkjet marking

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV  
(section) (year) (m) (traceability)

## TECHNICAL CHARACTERISTICS

**Maximum voltage U<sub>o</sub>/U:** 1800 V d.c. - 1200 V a.c.

**Maximum operating temperature:** 90°C

**Minimum operating temperature:** -40°C

**Minimum installation temperature:** -40°C

**Maximum short circuit temperature:** 250°C

**Maximum tensile stress:** 15 N/mm<sup>2</sup>

**Minimum bending radius:** 4 x maximum external diameter

### Use and installation

For interconnection of photovoltaic elements. Suitable for fixed installation indoor and outdoor, in pipes exposed or embedded or in similar closed systems.

Suitable for laying directly underground or in pipe underground and to be used for class II equipment.



Formazione <i>Formation</i>	Ø indicativo conduttore  <i>Approx. conductor Ø</i>	Spessore medio isolante  <i>Average insulation thickness</i>	Spessore medio guaina  <i>Average sheath thickness</i>	Ø indicativo produzione  <i>Approx. production Ø</i>	Peso indicativo cavo  <i>Approx. cable weight</i>	Resistenza elettrica max a 20°C  <i>Max. electrical resistance at 20°C</i>	Portata di corrente in aria libera <i>Current rating free in air</i>	
							Singolo cavo <i>Single cable</i> 60°C	2 cavi adiacenti <i>2 adjacent cables</i> 60°C
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,9	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	1,0	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	1,0	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,1	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620



# ARG16R16-0,6/1 kV

## REAZIONE AL FUOCO



**CONFORME CPR**  
REGOLAMENTO 305/2011/UE

Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	C <sub>ca</sub> -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi e alogenidrici:	EN 60754-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
<b>CE</b>	2018

Costruzione, requisiti elettrici CEI 20-13  
fisici e meccanici:

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1

Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE

Direttiva RoHS: 2011/65/UE





## Descrizione

- Conduttore: alluminio, corda rigida compatta, classe 2
- Isolamento: gomma, qualità G16
- Riempitivo: termoplastico
- Guaina: PVC, qualità R16
- Colore: grigio

## Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale  $U_0/U$ : 600/1000 V c.a.  
1500 V c.c.
- Tensione massima  $U_m$ : 1200 V c.a.  
1800 V c.c. anche verso terra
- Tensione di prova industriale: 4000 V
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C  
(in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

## Caratteristiche particolari

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature.

## Colori delle anime

UNIPOLARE



## Marcatura

Made in Italy LA TRIVENETA CAVI ARG16R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 [anno] [ordine] [metrica]

## Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 6 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del conduttore

## Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale.

Per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi similari.

Ammessa la posa interrata, anche se non protetta.

Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011 EU e Norma EN 50575:

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
							in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km					K = 1	K = 1,5
1 x 16	4,90	0,7	1,4	10,0	1,91	150	70	64	98	89	75	70
1 x 25	6,10	0,9	1,4	11,7	1,20	185	102	88	119	110	95	88
1 x 35	7,10	0,9	1,4	13,0	0,868	220	136	110	141	131	115	106
1 x 50	8,20	1,0	1,4	14,7	0,641	280	164	131	167	154	134	124
1 x 70	9,90	1,1	1,4	16,6	0,443	320	218	175	204	189	173	160
1 x 95	11,40	1,1	1,5	18,6	0,320	460	261	209	245	226	196	181
1 x 120	13,10	1,2	1,5	20,5	0,253	570	310	250	277	256	238	220
1 x 150	14,40	1,4	1,6	22,8	0,206	670	350	280	313	289	250	231
1 x 185	16,20	1,6	1,6	25,0	0,164	810	415	334	350	324	300	278
1 x 240	18,40	1,7	1,7	27,9	0,125	1025	490	392	413	382	331	306
1 x 300	20,65	1,8	1,8	30,7	0,100	1205	567	-	454	420	400	370
1 x 400	23,60	2,0	1,9	35,0	0,0778	1660	665	-	512	474	450	417
1 x 500	26,50	2,2	2,0	38,6	0,0605	1940	765	-	578	535	505	468
1 x 630	30,20	2,4	2,2	43,1	0,0469	2460	880	-	646	598	580	537

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:  
- n°3 conduttori attivi  
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W  
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

**HIGH VOLTAGE CABLE**

**SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.**

**APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS**

In HV energy distribution networks for voltage systems **up to 42kV**. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.

**SHOCK PROOF SK2** has a very good shock resistance characteristics. The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable.

**Shock Proof SK2** cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in CEI 20-68 standard.

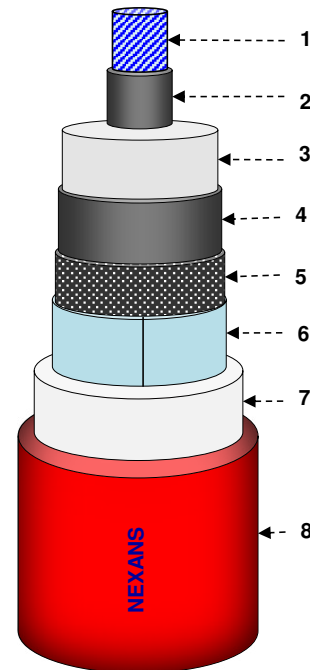
**This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.**

**FUNCTIONAL CHARACTERISTICS**

Rated voltage $U_0/U$ :	<b>20,8/36 kV</b>
Maximum voltage $U_m$ :	<b>42 kV</b>
Test voltage:	<b>2,5 <math>U_0</math></b>
Max operating temperature of conductor:	<b>90 °C</b>
Max short-circuit temperature:	<b>250 °C (for max 5 s)</b>
Max short-circuit temperature (screen):	<b>150 °C</b>

**CONSTRUCTION**

- 1. Conductor**  
stranded, compacted, round, **aluminium** - class 2 acc. to IEC 60228
- 2. Conductor screen**  
extruded semiconducting compound
- 3. Insulation**  
extruded cross-linked polyethylene (**XLPE**) compound
- 4. Insulation screen**  
extruded semiconducting compound - **fully bonded**
- 5. Longitudinal watertightness**  
semiconducting **water blocking tape**
- 6. Metallic screen and radial water barrier**  
**aluminium tape** longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)
- 7. First sheath - 1**  
extruded **PE** compound
- 8. Second sheath - 2**  
extruded **PE** compound - colour: **red**  
with improved **impact resistance**



**Max pulling force during laying**

50 N/mm<sup>2</sup> (applied on the conductors)

**Min bending radius during laying**

14 D<sub>cable</sub> (dynamic condition)

**Minimum temperature during laying**

- 25 °C (cable temperature)

**STANDARDS**

IEC 60840 where applicable (*testing*)  
 Nexans Design  
 HD 620 where applicable (*materials*)  
 CEI 20-68 where applicable (*impact test*)

**MARKING** by ink of the following legend:

**"NEXANS B <Year> ARE4H5EE 20,8/36kV 1x <S> SK2 <meter marking>"**

<Year> = year of manufacturing

<S> = section of the conductor



Mechanical resistance to impacts: **very good** (CEI 20-68)



Longitudinal waterproof



Radial waterproof



Max operating temp. of conductor: **90 °C**



Max short-circuit temperature : **250 °C**



Minimum installation temperature: **-25 °C**

**ARE4H5EE 20,8/36kV 1x... SK2**

Type	Conductor diameter nominal	Insulation thickness min.	Insulation diameter nominal	Sheaths thickness nominal	Cable diameter approx	Cable weight indicative	Electrical resistance of conductor		X at 50 Hz	C	Current capacity		Short circuit current	
							at 20 °C - d.c. max	at 90 °C - a.c.			in ground at 20 °C	in free air at 30 °C	conductor Tmax 250°C	screen Tmax 150°C
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	A	A	kA x 1,0 s	kA x 0,5 s
<b>1x120</b>	13,1	7,9	30,7	2,0+2,0	<b>43,8</b>	<b>1.520</b>	0,253	0,325	0,132	0,185	<b>253</b>	<b>334</b>	11,3	2,2
<b>1x150</b>	14,3	7,6	31,3	2,0+2,0	<b>44,4</b>	<b>1.600</b>	0,206	0,265	0,127	0,201	<b>282</b>	<b>377</b>	14,2	2,2
<b>1x185</b>	16,0	7,4	32,6	2,0+2,0	<b>45,8</b>	<b>1.740</b>	0,1640	0,211	0,122	0,221	<b>320</b>	<b>432</b>	17,5	2,3
<b>1x240</b>	18,5	7,1	34,5	2,0+2,0	<b>47,8</b>	<b>1.960</b>	0,1250	0,161	0,116	0,252	<b>370</b>	<b>510</b>	22,7	2,3
<b>1x300</b>	20,7	6,8	36,1	2,0+2,0	<b>49,5</b>	<b>2.160</b>	0,1000	0,129	0,111	0,283	<b>417</b>	<b>584</b>	28,3	2,4
<b>1x400</b>	23,5	6,9	39,1	2,0+2,0	<b>52,6</b>	<b>2.510</b>	0,0778	0,101	0,107	0,308	<b>478</b>	<b>681</b>	37,8	2,6
<b>1x500</b>	26,5	7,0	42,6	2,0+2,0	<b>56,3</b>	<b>2.960</b>	0,0605	0,079	0,104	0,337	<b>545</b>	<b>792</b>	47,2	2,9
<b>1x630</b>	30,0	7,1	46,3	2,0+2,0	<b>60,2</b>	<b>3.510</b>	0,0469	0,063	0,100	0,367	<b>620</b>	<b>920</b>	59,5	3,0

**Note**

Laying condition:

- depth (m):

- soil thermal resistivity (°Cm/W):

- metallic layers connection:

*trefoil formation*

*0,8*

*1,5*

*solid bonding (earthed at both ends)*

X = phase reactance

C = capacitance

Nexans reserves the right to change the technical data as a result of changes in standards and product improvements