

SOGGETTO PROPONENTE:



SMARTENERGY

SMARTENERGYIT2111 S.R.L.
P.zza Cavour n.1. 20121 Milano (MI)

COMUNE DI GRAVINA IN PUGLIA (BA)

Località MASSERIA PELLICCIARI

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN**

POTENZA NOMINALE 35,09 MW

DENOMINAZIONE IMPIANTO - AFV_Pellicciari

PROGETTO DEFINITIVO

PROCEDURA DI AUTORIZZAZIONE UNICA REGIONALE di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003 - Linee Guida Decr. MISE 10/09/2010
PROCEDURA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE PRESSO IL MiTE ai sensi dell'art. 31, c.6 del DL 77/21
PROGETTAZIONE AGRIVOLTAICA ai sensi dell'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1
e delle LINEE GUIDA IMPIANTI AGRIVOLTAICI pubblicate dal MiTE il 06/06/2022

Serie calcoli preliminari

Relazione tecnica e di calcolo preliminare degli
impianti elettrici

codice interno

rev

RC 001

denominazione elaborato

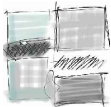
2L7CDF0_CalcoliPreliminariImpianti.pdf

2L7CDF0

PROGETTAZIONE DELLE OPERE:

firma / timbro progettista

Progettazione civile e inserimento ambientale



Arch. Andrea Giuffrida

Via Cannolaro, 33 - 89047 Roccella Ionica (RC)
Via Gandino, 21 - 00167 Roma (RM)

Strutture e supporto tecnico opere civili:

Studio La Monaca Srl

Via Cilicia, 35 - 00179 Roma (RM)



Agronomia e studi colturali

Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida

Via Cannolaro, 33 - 89047 Roccella Ionica (RC)

Progettazione elettrica



Energy Cliet Service Srl

Via F. Corridoni, 93
24124 Bergamo

firma / timbro committente

02						COD. DOCUMENTO C477_RC_001 FOGLIO DI
01						
00	07/2022	prima emissione	AG	AG	AG	
REV.	DATA	DESCRIZIONE MODIFICA	REDATTO	APPROVATO	AUTORIZZATO	



Sommario

1	PREMESSA	4
1.1	INTRODUZIONE	4
1.2	COMPOSIZIONE SOMMARIA E INGEGNERIA DELL'IMPIANTO	4
1.3	MODALITÀ DI CONNESSIONE ALLA RTN	6
1.3.1	<i>Razionalizzazione delle infrastrutture elettriche</i>	7
2	SITO DI INSTALLAZIONE	7
2.1	DATI GENERALI	7
2.2	TEMPERATURE.....	7
2.3	ESPOSIZIONI.....	8
3	CRITERI GENERALI DI PROGETTO	8
3.1	CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA	8
3.2	SISTEMI DI DISTRIBUZIONE: GENERALITÀ.....	9
3.2.1	<i>Protezione contro i sovraccarichi</i>	9
3.2.2	<i>Protezione contro i cortocircuiti</i>	10
3.2.3	<i>Protezione delle stringhe da correnti inverse</i>	10
3.2.4	<i>Protezione dei cavi di stringa dalle sovracorrenti</i>	11
3.2.5	<i>Protezione contro i contatti diretti</i>	11
3.2.6	<i>Protezione contro i contatti indiretti</i>	11
3.2.6.1	Sistemi IT – lato c.c.	11
3.2.6.2	Sistemi TN	12
3.3	PROTEZIONE DALLE SOVRATENSIONI	13
3.3.1	<i>Fulminazione diretta</i>	13
3.3.2	<i>Fulminazione indiretta</i>	13
3.3.2.1	Protezione lato continua	14
3.3.2.2	Protezione lato alternata.....	15
3.4	CAVI IN BT.....	16
3.4.1	<i>Cavi in corrente continua a 1.500 V</i>	16
3.4.2	<i>Cavi in corrente alternata</i>	17
3.4.3	<i>Sezione e portata</i>	17
3.5	DIMENSIONAMENTO IN POTENZA DEL TRASFORMATORE MT/BT:	18
4	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	19





4.1	MODULI FOTOVOLTAICI	19
4.2	INVERTER.....	22
4.2.1	<i>Inverter SUN2000-215KTL-H0</i>	<i>24</i>
4.2.2	<i>Inverter SUN2000-105KTL-H1</i>	<i>26</i>
4.3	LINEE BT IN ARRIVO DAGLI INVERTER ALLE CABINE DI CAMPO.....	30
4.4	CONFIGURAZIONE SINGOLI INVERTER.....	31
4.4.1	<i>Configurazione Inverter 215KTL (200 kW)</i>	<i>32</i>
4.4.2	<i>Configurazione singoli Inverter 105 kW</i>	<i>32</i>
4.5	CONFIGURAZIONE SOTTOCAMPI	33
4.6	CAMPI FOTOVOLTAICI - INVERTER	34
6	SIMULAZIONE FUNZIONAMENTO IMPIANTO E ENERGIA PRODUCIBILE	36
6.1	METODOLOGIA UTILIZZATA	36
6.2	DATI CLIMATICI	36
6.2.1	<i>Radiazione solare</i>	<i>36</i>
6.3	MODELLIZZAZIONE DEI TRACKER	38
6.4	CARATTERISTICHE DEL SISTEMA SIMULATO E PERDITE	40
6.5	DIAGRAMMA RADIAZIONE, PERDITE E ENERGIA NETTA IMMESA IN RETE AL 1° ANNO	50
6.6	DETTAGLIO ANNUO PRODUZIONE ATTESA NELL'ARCO DELLA VITA STIMATA IMPIANTO	53
6.7	SIMULAZIONE DELLA MASSIMA POTENZA IMMESA IN RETE	55
7	CABINE DI CAMPO.....	56
8	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN MT	57
8.1	CAVI DI MT.....	57
8.2	CADUTE DI TENSIONE	57
8.3	PERDITA DI POTENZA.....	58
8.4	DESCRIZIONE DEGLI ANELLI DI TRASMISSIONE	59
8.4.1	<i>Impianto fotovoltaico.....</i>	<i>59</i>
8.4.2	<i>Cabine MT/BT e cavidotti di alimentazione servizi ausiliari.....</i>	<i>62</i>
8.5	CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DEL TRACCIATO.....	62
8.6	MODALITÀ DI POSA.....	63
8.7	POSA DIRETTAMENTE INTERRATA MECCANIZZATA	64
8.8	CRITERI DI POSA ENTRO TUBO PLASTICO	65
8.8.1	<i>Collegamenti degli schermi.....</i>	<i>65</i>
8.8.1.1	<i>Two-Point o Solid Bonding.....</i>	<i>65</i>





8.8.1.2	Single Point Bonding	66
8.8.1.3	Cross Bonding	67
8.9	CRITERI DI PROTEZIONE.....	68
8.9.1	Selettività Logica.....	68
8.9.2	Sistema di distribuzione radiale.....	70
8.9.3	Cavi in parallelo.....	71
8.9.4	Distribuzione in anello.....	72
8.9.5	Direttive TERNA - Criteri di protezione e taratura della centrale fotovoltaica.....	76
8.10	CAVITÀ MT DI CONNESSIONE DALL'IMPIANTO DI PRODUZIONE ALLA SSE DI CONNESSIONE ALLA RTN	79
8.10.1	Introduzione.....	79
8.10.2	Scenario di esercizio normale di progetto – Condizioni di esercizio.....	79
8.10.3	Scenari di esercizio in emergenza - Condizioni di esercizio previsti da progetto	80
9	OPERE PER LA CONNESSIONE ALLA RTN	83
9.1	INQUADRAMENTO E PROPOSTA PER LA CONNESSIONE ALLA RTN	83
9.2	SCHEMA DI CONNESSIONE	85
9.2.1	Razionalizzazione delle opere di Rete	85



1 Premessa

1.1 Introduzione

La società SMARTENERGYIT2111 S.R.L., con sede in Milano, Piazza Cavour n.1, codice fiscale e partita IVA 11814050966 (di seguito Produttore) è in procinto di realizzare un **impianto fotovoltaico di potenza complessiva pari a circa 35.092,08 kWp con potenza in immissione in rete pari a 40 MW** da installarsi nel comune di Gravina in Puglia (BA), località "Pellicciari".

Si precisa che la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili e delle opere ed infrastrutture connesse è da intendersi di interesse pubblico, indifferibile ed urgente ai sensi di quanto affermato dall'art. 1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003.

1.2 Composizione sommaria e ingegneria dell'impianto

L'impianto fotovoltaico sarà composto da **57.528** moduli fotovoltaici, con potenza unitaria pari a 610 Wp, installati su inseguitori monoassiali i cui pali di sostegno verranno infissi direttamente nel terreno.

I moduli fotovoltaici saranno raggruppati in stringhe da 24 moduli; gruppi di stringhe, in numero variabile a seconda delle varie configurazioni di sottocampo, saranno connesse a un inverter di stringa con potenza nominale di uscita pari a 200 kW mentre altri gruppi di stringhe, in numero variabile a seconda delle varie configurazioni di sottocampo, saranno connessi a inverter con potenza di uscita pari a 105 kW, in funzione delle potenze in gioco e comunque con un fattore di sovraccarico massimo degli inverter pari al 120%.

Gli inverter, installati e dislocati in campo, mediante delle linee in Bassa Tensione (BT) a 800 Vac posate entro tubi corrugati interrati, si attestano a un Quadro Generale BT di Campo (QG-BT-C) mediante il quale vengono posti in parallelo per la successiva trasformazione dell'energia prodotta da BT a MT (Media Tensione) a mezzo di un trasformatore MT/bt con tensione primaria pari a 30.000 V e tensione secondaria pari a 800 V; i QG-BT-C e i trasformatori MT/BT sono installati all'interno di Cabine di Campo del tipo monoblocco in calcestruzzo armato vibrato. All'interno delle Cabine di Campo sono installati anche i Quadri in MT necessari per la protezione dei trasformatori e per l'arrivo e la partenza delle linee interrate in MT che costituiscono le linee di alimentazione delle stesse nella modalità "in anello". Sarà presente infine una Cabina di Raccolta Generale a cui confluiscono le linee in MT in arrivo dalle Cabine di Campo e comunque dai vari sottocampi; la Cabina MT di Raccolta consiste in una apposita cabina elettrica in cav prefabbricata, insistente nell'area del Sottocampo C, baricentrica rispetto all'intero impianto agrovoltaico, a cui



confluiscono le linee elettriche in arrivo dai vari sottocampi e da cui partono le linee MT interrato verso il Locale "Quadri MT 30 kV Produzione" posto all'interno dell'Edificio Comandi della Sotto Stazione Elettrica di Utente (SSE), necessaria per l'elevazione dell'energia elettrica prodotta dal livello di Media Tensione a 30 kV al livello in Alta Tensione (AT) a 150 kV per la successiva consegna alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

L'impianto di generazione, nel suo complesso, è quindi costituito da:

- Moduli fotovoltaici bifacciali, di potenza nominale unitaria di picco pari a 610 Wp, connessi in serie di 24 moduli per la formazione di una stringa, i quali attuano la trasformazione dell'energia solare incidente sul piano dei moduli, e di quella riflessa dal terreno circostante, in corrente elettrica in Corrente Continua (c.c.) a massimi 1.500V;
 - Alcuni gruppi di stringhe verranno connessi a un inverter con potenza nominale di uscita pari a 200 kW;
 - Altri gruppi di stringhe verranno connessi a un inverter con potenza nominale di uscita pari a 105 kW;
- Inverter Fotovoltaici on-grid:
 - con potenza nominale di uscita pari a 105 kW e massima pari a 116 kW, conformi CEI 0-16, per la conversione dell'energia da Corrente Continua a 1.500 V a Corrente Alternata (c.c./a.c.) in Bassa Tensione a 800V;
 - con potenza nominale di uscita pari a 200 kW e massima pari a 215 kW, conformi CEI 0-16, per la conversione dell'energia da Corrente Continua a 1.500 V a Corrente Alternata (c.c./a.c.) in Bassa Tensione a 800V;
- Cavidotti in A.C. in Bassa Tensione a 800 V per il collegamento degli Inverter a dei quadri di parallelo inverter denominati QG-BT-C, installati all'interno di cabine denominate Cabine di Campo, per la successiva connessione ai trasformatori MT/BT;
- Cabine di Campo, all'interno dei quali sono alloggiati i quadri di parallelo inverter QG-BT-C, i trasformatori MT/BT per la trasformazione da Bassa tensione a 800 V a Media Tensione a 30 kV (BT/MT);
- Cavidotti interrati in cavo MT a 30 kV, interni e/o esterni all'impianto fotovoltaico, per il collegamento in entra-esce delle Cabine di Campo tra di loro e con la Cabina di Raccolta dell'energia prodotta,





nonchè per il successivo collegamento al locale Quadri MT a 30 kV nella SSE, i quali convogliano e trasmettono la totalità dell'energia elettrica prodotta;

- Cabine elettriche di alimentazione dei servizi ausiliari della SSE, delle Cabine di Campo e del Campo Fotovoltaico in generale;
- Cavidotti interrati in cavo MT a 30 kV per la connessione dell'impianto agrivoltaico alla SSE di trasformazione Utenza AT/MT 150/30 kV;
- Cavidotti interrati in cavo MT a 20 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari della SSE Utente e del Campo Agrivoltaico in generale;
- Sottostazione utente AT/MT 150/30 kV (SSE);
- SSE Condivisa di Utenza, comprendente le opere di rete di utenza in AT a 150 kV per la connessione di vari impianti di produzione alla SE Terna "Gravina 380";
- Cavidotto AT Condiviso di Utenza a 150 kV per la connessione della SSE condivisa 150 kV alla SE Terna "Gravina 380";
- Impianto di rete per la connessione di proprietà di Terna S.p.A.

1.3 Modalità di connessione alla RTN

La richiesta di connessione indirizzata a TERNA, nella titolarità della società proponente, ha codice pratica 201800477, prot. GRUPPO TERNA/P20190001482-08/01/2019.

La modalità di connessione alla Rete a 150 kV, così come da STMG ricevuta ed accettata, prevede che l'impianto si dovrà collegare alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso una connessione in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (S.E.) 380/150 kV della RTN, denominata "Gravina 380", da inserire in entra - esce sulla linea a 380 kV "Genzano380-Matera".

In stretta adiacenza alla SE Terna verrà realizzata una Sottostazione di consegna condivisa tra vari produttori, come meglio specificato negli ulteriori elaborati allegati al presente progetto e nel seguito, necessaria per la ricezione della linea in cavo AT dalla SE Terna 380/150 kV e per la connessione di vari impianti di produzione mediante un sistema a singola sbarra, a cui verrà connesso uno stallo di trasformazione AT/MT (SSE Utente) necessario per l'adeguamento della tensione proveniente dal campo fotovoltaico in MT a 30 kV alla tensione di connessione AT a 150 kV per la successiva consegna alla RTN dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico.



1.3.1 Razionalizzazione delle infrastrutture elettriche

Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle opere di rete, è già stato sottoscritto con un altro produttore un "Accordo di condivisione stallo consegna e stazione utente a 150 kV". Le opere di connessione proposte, perciò, si riferiscono alla connessione di diversi impianti di produzione che utilizzeranno un singolo stallo reso disponibile da Terna per la connessione alla rete dei predetti impianti. La Stazione AT di Utenza a 150 kV prevede, oltre alle opere necessarie alla connessione alla RTN a 150 kV degli impianti dei produttori tra i quali è già stato sottoscritto un accordo di condivisione, anche le opere necessarie per la connessione di ulteriori produttori da identificarsi, al fine di massimizzare l'utilizzo della potenza massima resa disponibile sullo stallo consegna nella Stazione 380/150 kV Terna, all'interno della quale verrà reso disponibile uno *Stallo Produttore* al quale verranno connessi, oltre all'impianto di cui al presente progetto e come già specificato in precedenza, anche ulteriori impianti di produzione di soggetti terzi in forza di un accordo di "condivisione stallo" sottoscritto tra i produttori interessati.

2 Sito di installazione

2.1 Dati generali

L'impianto verrà installato nel Comune di Gravina in Puglia (BA).

Dati relativi alla località di installazione	
Località:	Gravina in Puglia (BA)
Latitudine	40.792328°
Longitudine	16.317603°
Altitudine:	250 m.s.l.m

2.2 Temperature

Tenere in considerazione i dati climatici del sito di installazione è di particolare importanza nella progettazione di un impianto fotovoltaico, in quanto i parametri di funzionamento dello stesso impianto dipendono dalla temperatura ambiente, come verrà illustrato di seguito in modo dettagliato.

Ai fini del dimensionamento dell'impianto fotovoltaico vengono considerate cautelativamente una temperatura ambiente minima assoluta pari a -10 °C e una temperatura ambiente massima assoluta pari a 40 °C, con temperatura massima di lavoro dei moduli fotovoltaici pari a 75°C.

2.3 Esposizioni

L'impianto fotovoltaico è installato a terra, su inseguitori monoassiali con asse longitudinale nord-sud capaci di inseguire la traiettoria del sole variando l'angolo di inclinazione e orientando i moduli verso est e ovest, con un angolo massimo rispetto all'orizzontale prefissato.

3 Criteri generali di progetto

3.1 Criterio di verifica elettrica degli impianti fotovoltaici in funzione della temperatura

Per quanto riguarda la tensione in ingresso lato c.c. vanno valutate le condizioni estreme di funzionamento del generatore fotovoltaico, al fine di avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter.

Ogni inverter è caratterizzato da un range di tensioni in ingresso di normale funzionamento.

Poiché la tensione in uscita dai pannelli fotovoltaici è funzione della temperatura, occorre verificare che nelle condizioni di esercizio prevedibili l'inverter si trovi a funzionare nell'intervallo di tensione dichiarato dal costruttore. In corrispondenza dei valori minimi della temperatura ambiente considerata ($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) e dei valori massimi ($75\text{ }^{\circ}\text{C}$) devono essere verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

- Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).
- Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

- Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

- Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

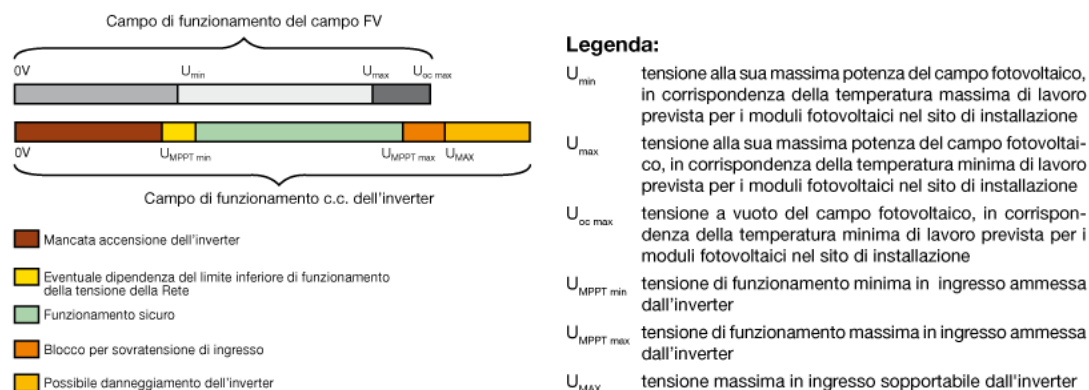
- Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

- Dimensionamento in potenza compreso tra il 75 % e 125 %.

NOTA: Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Oltre al rispetto delle tre condizioni precedenti sulle tensioni, occorre verificare che la massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento al MPP sia inferiore alla massima corrente in ingresso ammissibile dall'inverter. Nella figura di seguito riportata vi è una rappresentazione grafica di accoppiamento tra campo fotovoltaico ed inverter che tiene conto delle disuguaglianze precedenti.



3.2 Sistemi di distribuzione: generalità

Il campo fotovoltaico è gestito senza nessun polo a terra (sistema IT).

Il sistema elettrico BT dai gruppi di conversione DC/AC (inverter) ai gruppi di trasformazione BT/MT, così come anche il sistema in BT che alimenta i servizi ausiliari, è di tipo TN-S.

La rete in MT è invece gestita con il neutro isolato, mentre quella AT con neutro direttamente a terra.

3.2.1 Protezione contro i sovraccarichi

Secondo quanto previsto dalla norma CEI 64-8 (art. 712) la protezione contro le sovracorrenti deve essere prevista solo nel caso in cui la portata del cavo sia inferiore a 1,25 volte la corrente di cortocircuito calcolata



in qualsiasi punto. La CEI 64-8 prescrive quindi che, se i cavi sono scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, non è possibile sovraccaricare, e non occorre quindi proteggere contro il sovraccarico, i cavi in questione. Nei casi in cui questa condizione non è verificata, sono previsti idonei dispositivi di protezione; questi sono posti all'origine della linea, e devono soddisfare le seguenti relazioni:

Laddove siano previsti dispositivi di protezione, questi sono posti all'origine della linea, e devono soddisfare le seguenti relazioni:

1. $I_b \leq I_n \leq I_z$
2. $I_f \leq 1,45 I_z$

dove:

I_b = corrente di utilizzo dei carichi/generatori;

I_n = corrente nominale o di regolazione del dispositivo di protezione, posto a monte della linea;

I_z = portata del cavo nelle specifiche condizioni di posa;

I_f = corrente convenzionale di sicuro funzionamento del dispositivo di protezione.

La seconda condizione è automaticamente soddisfatta dall'uso di interruttori automatici costruiti in conformità alle relative normative.

3.2.2 Protezione contro i cortocircuiti

Il dispositivo di protezione posto a monte della condotta deve avere un potere di interruzione superiore al valore massimo della corrente di cortocircuito presunta (I_{cc}) nel punto di installazione, in particolare deve soddisfare la relazione, relativa all'energia specifica passante dell'interruttore automatico (I^2t) che deve essere minore dell'energia specifica ammissibile del cavo (K^2S^2):

$$I^2t < K^2S^2$$

3.2.3 Protezione delle stringhe da correnti inverse

In pratica la protezione delle stringhe dalle correnti inverse viene attuata solamente nel caso in cui si abbiano due o più stringhe in parallelo, in quanto di norma la massima corrente inversa sopportabile dai moduli è pari a 2 volte la corrente I_{sc} che è in grado di generare. Gli inverter previsti nel progetto hanno 6 MPPT (Maximum Power Point Tracker) indipendenti, su ognuno dei quali vengono collegate 2 stringhe in



parallelo. Sulla scorta di quanto appena introdotto, non sono previsti fusibili di stringa e queste vengono connesse direttamente agli ingressi dell'inverter.

3.2.4 Protezione dei cavi di stringa dalle sovracorrenti

Per quanto riguarda la sezione in continua, nelle condizioni di normale funzionamento ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di corto circuito, sicché la corrente d'impiego per il circuito di ciascuna stringa è assunta pari a:

$$I_b = 1,25 I_{sc}$$

dove I_{sc} è la corrente di corto circuito in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a $1\text{kW}/\text{m}^2$.

Ove siano previste più stringhe in parallelo, il fusibile di protezione dalle correnti inverse è di norma in grado di proteggere anche il cavo, in quanto la portata degli stessi è abbondantemente superiore alla corrente inversa sopportabile dai moduli.

3.2.5 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti è assicurata se l'impianto nel suo insieme è realizzato con il grado di protezione IP richiesto.

3.2.6 Protezione contro i contatti indiretti

3.2.6.1 Sistemi IT – lato c.c.




In questo tipo di configurazione le parti attive risultano isolate da terra, mentre le masse sono connesse a terra. In questo caso la resistenza R_e di messa a terra delle masse deve soddisfare la condizione (CEI 64-8):

$$R_e \leq \frac{120}{I_d}$$

dove I_d è la corrente di primo guasto a terra, non nota a priori ma generalmente molto piccola.

Di conseguenza la resistenza di terra R_e dell'impianto utilizzatore, dimensionata per correnti di guasto elevate provenienti dalla rete esterna, soddisfa solitamente la disuguaglianza.

Nel caso di doppio guasto a terra, essendo il generatore fotovoltaico un generatore di corrente, la tensione assunta dalle masse interconnesse deve essere inferiore a:

Progettazione civile e inserimento ambientale	Agronomia e studi culturali	Progettazione elettrica
 <p>Arch. Andrea Giuffrida</p>	 <p>Studio Ingegneria Monversati SOCIETÀ DI INGEGNERIA ROMA-VIA CILICIA 35</p>	<p>Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida</p>  <p>energy cliet IMPIANTI FOTOVOLTAICI, EDUCI E TECNOLOGICI</p>

$$I_{cc} \cdot R_{eqp} \leq 120V$$

Dove I_{cc} è la corrente di corto circuito delle celle interessate, mentre R_{eqp} è la resistenza del conduttore che collega tra loro le masse affette da guasto. Nei piccoli impianti la disuguaglianza è soddisfatta in quanto la corrente di corto circuito è limitata, e la tensione di contatto nell'eventualità di un secondo guasto a terra non risulta quindi pericolosa. Nei grandi impianti risulta necessario ridurre entro limiti ammissibili la probabilità che si verifichi un secondo guasto a terra, eliminando il primo guasto a terra rilevato dal controllore dell'isolamento (interno all'inverter o esterno).

3.2.6.2 Sistemi TN

In questo tipo di configurazione le parti attive e le masse sono connesse allo stesso impianto di terra. Nei circuiti terminali in corrente alternata sono utilizzati dispositivi automatici e all'occorrenza differenziali, in modo che sia facilmente soddisfatta la condizione:

$$Z_s \cdot I_a < U_o$$

dove:

Z_s : impedenza dell'anello di guasto, che comprende la cabina di trasformazione, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione nel tratto compreso tra il punto di guasto e la cabina;

I_a : corrente che provoca l'apertura automatica del dispositivo di protezione entro i tempi previsti dalla norma in funzione della tensione nominale verso terra del sistema, indicati nella tabella sottostante;

U_o : valore di tensione verso terra del sistema.

Tempi massimi di interruzione per i sistemi TN	
U_o [V]	Tempo di interruzione [s]
120	0,8
130	0,4
400	0,2
>400	0,1



3.3 Protezione dalle sovratensioni

Gli impianti fotovoltaici, essendo usualmente installati all'esterno degli edifici, possono essere esposti a sovratensioni di origine atmosferica, sia dirette (fulmine che colpisce la struttura) che indirette (fulmine che si abbatte in prossimità della struttura stessa dell'edificio o interessa le linee di energia o di segnale entranti nella struttura) tramite accoppiamento resistivo o induttivo.

L'accoppiamento resistivo si presenta quando un fulmine colpisce la linea elettrica entrante nell'edificio. La corrente di un fulmine, tramite l'impedenza caratteristica della linea, dà origine ad una sovratensione che può superare la tenuta all'impulso delle apparecchiature, con conseguente danneggiamento e pericolo d'incendio.

L'accoppiamento induttivo si verifica perché la corrente del fulmine è impulsiva e genera quindi nello spazio circostante un campo elettromagnetico fortemente variabile. La variazione del campo magnetico genera di conseguenza delle sovratensioni indotte sui circuiti elettrici presenti nelle vicinanze.

Oltre alle sovratensioni di origine atmosferica, l'impianto fotovoltaico può essere esposto a sovratensioni interne di manovra.

3.3.1 Fulminazione diretta

Qualora un impianto PV sia installato sul terreno non si ha il rischio d'incendio per fulminazione diretta e l'unico pericolo per le persone è rappresentato dalle tensioni di passo e di contatto. Quando la resistività superficiale supera i 5 kΩm (es. terreno roccioso, asfaltato di almeno 5 cm di spessore o ricoperto da uno strato di ghiaia di almeno 15 cm) non è necessario adottare alcun provvedimento, dato che le tensioni di contatto e di passo sono trascurabili (CEI 81-10). Se invece il terreno ha una resistività uguale o inferiore a 5 kΩm occorrerebbe teoricamente verificare se sono necessarie delle misure di protezione contro le tensioni di passo e contatto; tuttavia, in tal caso la probabilità di fulminazione è molto piccola, pertanto il problema si presenta solamente per impianti molto estesi.

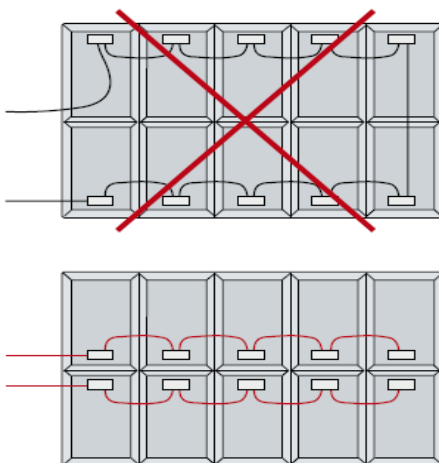
3.3.2 Fulminazione indiretta

Anche nel caso in cui il fulmine non colpisca direttamente la struttura dell'impianto PV, occorre comunque adottare delle misure per attenuare le sovratensioni indotte da un'eventuale fulminazione indiretta quali:

- la schermatura dei circuiti per ridurre il campo magnetico all'interno dell'involucro con conseguente riduzione delle sovratensioni indotte;



- la riduzione dell'area della spira del circuito indotto, collegando in modo opportuno i moduli tra loro (fig. seguente), intrecciando i conduttori ed avvicinando il più possibile il conduttore attivo al PE.



Le sovratensioni che, seppur limitate, possono generarsi devono essere scaricate verso terra mediante SPD (Surge Protective Device) per proteggere le apparecchiature.

Gli SPD sono di fatto dei dispositivi ad impedenza variabile in funzione della tensione applicata: alla tensione nominale dell'impianto presentano un'impedenza molto elevata, mentre in presenza di una sovratensione riducono la loro impedenza, derivando la corrente associata alla sovratensione e mantenendo quest'ultima entro determinati valori. A seconda delle modalità di funzionamento gli SPD si distinguono in:

- SPD a commutazione, quali spinterometri o diodi controllati, quando la tensione supera un determinato valore riducono istantaneamente la loro impedenza e quindi la tensione ai loro capi;
- SPD a limitazione, quali varistori o diodi Zener, presentano un'impedenza decrescente gradualmente all'aumentare della tensione ai loro capi;
- SPD combinati che comprendono i due precedenti collegati in serie o parallelo.

3.3.2.1 Protezione lato continua

Nella protezione lato continua è bene impiegare SPD a varistori o SPD combinati.



Gli inverter hanno in genere una protezione interna contro le sovratensioni, ma se si aggiungono SPD ai morsetti dell'inverter si migliora la protezione dello stesso e si evita che l'intervento delle protezioni interne metta fuori servizio l'inverter, con cessazione della produzione energetica e necessità d'intervento di personale specializzato.

Tali SPD devono avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2
- Tensione massima di esercizio continuativo $U_c > 1.25 U_{oc}$
- Livello di protezione $U_{prot} < U_{inv}$
- Corrente nominale di scarica $I_n = 20 \text{ kA}$
- Protezione termica con capacità di estinzione del corto circuito a fine vita
- Tenuta alla corrente di corto circuito I_{scwpv} superiore alla corrente di corto circuito nel punto di installazione oppure coordinamento con un'adeguata protezione di back-up.

In assenza di una normativa internazionale specifica per la protezione dalle sovratensioni in impianti fotovoltaici, si raccomanda l'installazione di SPD testati secondo la guida UTE C 61-740-51.

Con U_{prot} si indica la somma del livello di protezione dello scaricatore U_p e della caduta di tensione dei collegamenti, che si può assumere pari a 1kV/m.

Poiché i moduli delle stringhe hanno in genere una tensione di tenuta all'impulso maggiore di quella dell'inverter, gli SPD posti a protezione dell'inverter consentono generalmente di proteggere anche i moduli, purché la distanza tra moduli ed inverter sia inferiore a 10 metri.

3.3.2.2 Protezione lato alternata

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete e soggetto a sovratensioni anche sul lato corrente alternata, le quali possono essere sia di origine atmosferica che provenienti dalla rete. Occorre pertanto installare immediatamente a valle dell'inverter un SPD idoneo.

Tale SPD dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2
- Tensione massima di esercizio continuativo $U_c > 1.1 U_o$
- Livello di protezione $U_{prot} < U_{inv}$
- Corrente nominale di scarica $I_n = 20 \text{ kA}$



- Protezione termica con capacità di estinzione del corto circuito a fine vita e coordinamento con un'idonea protezione di back-up.

3.4 Cavi in BT

Anzitutto i cavi devono avere una tensione nominale adeguata a quella dell'impianto. In corrente continua, la tensione d'impianto non deve superare del 150% la tensione nominale dei cavi che si riferisce al loro impiego in c.a. (in c.a. la tensione d'impianto non deve superare la tensione nominale dei cavi).

corrente alternata [V]	corrente continua [V]
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

Le condutture sul lato c.c. dell'impianto devono avere un isolamento doppio o rinforzato (classe II) in modo da ridurre il rischio di guasti a terra ed i cortocircuiti (CEI 64-8).

3.4.1 Cavi in correnti continua a 1.500 V

I cavi utilizzati in un impianto fotovoltaico devono essere in grado di sopportare, per la durata di vita dell'impianto stesso (25/30 anni), severe condizioni ambientali in termini di elevata temperatura, precipitazioni atmosferiche e radiazioni ultraviolette.

I cavi sul lato c.c. solitamente sono cavi solari (o di stringa) che collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro di sottocampo o direttamente all'inverter;

I cavi che collegano tra loro i moduli sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, laddove la temperatura può raggiungere i 70-80°C. Tali cavi devono quindi essere in grado di sopportare elevate temperature e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista. Pertanto si usano cavi particolari, denominati in gergo come "cavi solari", usualmente unipolari con isolamento e guaina in gomma, tipo H1Z2Z2-K tensione nominale 1,5 kV, con temperatura massima di normale di funzionamento pari a 90°C e con vita utile di 20.000 ore con funzionamento continuativo a 120 °C.



3.4.2 Cavi in corrente alternata

I cavi posti sul lato in corrente alternata a 800V, a valle degli inverter fino al collegamento del quadro di parallelo inverter installato nelle Cabine di Campo, vengono installati all'interno di tubazioni interrato.

Tali cavi, se posati all'esterno, devono essere protetti dalla radiazione solare in tubi o canali ed essere comunque con guaina per uso esterno. Se invece sono posati all'interno di edifici valgono le regole usuali degli impianti elettrici.

Verranno utilizzati cavi tipo ARG16R16 o AFG16R16, con conduttore in alluminio rigido (ARG16R16) o in alluminio flessibile (AFG16R16), adatti per funzionamento in sistemi 0,6/1kV, quindi adatti al sistema fotovoltaico in esame funzionante a una tensione in corrente alternata di 0,465/0,8 kV.

3.4.3 Sezione e portata

La sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la sua portata I_z non sia inferiore alla corrente d'impiego I_b ;
- la caduta di tensione ai suoi capi sia entro i limiti imposti.

Nelle condizioni di normale funzionamento ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di corto circuito, sicché la corrente d'impiego per il circuito di stringa è assunta pari a:

$$I_b = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove I_{sc} è la corrente di corto circuito in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a 1 kW/m^2 .

La portata I_z dei cavi deve tenere in considerazione i coefficienti riduttivi associati alle specifiche condizioni di installazione, caso per caso.

La scelta del tipo e della sezione del conduttore quindi si basa sulle seguenti considerazioni tecnico/economiche:

- tensione nominale di esercizio;
- corrente assorbita dal carico;
- condizioni di posa;
- limitazione delle perdite di energia;
- contenimento della caduta di tensione entro un determinato limite percentuale rispetto al valore nominale.

Nelle linee derivate in cui è diminuita la sezione, se non è previsto un dispositivo automatico, la sezione è coordinata con la protezione a monte.



Verranno utilizzati cavi a doppio isolamento; all'ingresso dei conduttori nei quadri elettrici, nelle cassette di derivazione e nelle canaline portatavi, sono previsti dei pressavi di idonee dimensioni in modo da garantire il grado IP richiesto ed impedire il danneggiamento della guaina esterna del cavo stesso.

3.5 Dimensionamento in potenza del trasformatore MT/BT:

Dette:

- An = potenza apparente nominale (in kVA) del trasformatore,
- $vcc\%$ = tensione di cortocircuito percentuale del trasformatore,
- P_{totinv} = potenza nominale totale degli inverter connessi sull'avvolgimento di bassa tensione (in kW)

il dimensionamento del trasformatore può essere effettuato secondo le due opzioni di seguito elencate:

- $An = 1,25 \times P_{totinv}$ se $vcc\% = 6\%$

oppure:

- $An = 1 \times P_{totinv}$ se $vcc\% = 4\%$



4 Descrizione dell'Impianto Fotovoltaico

4.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino tipo JINKO SOLAR modello TIGER PRO BIFACIAL JKM610N – 78HL4-BDVV, con potenza nominale di picco STC pari a 610Wp e con tolleranza positiva fino al +3%. I moduli sono del tipo “bifacciali”, cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall'ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli.

Per la realizzazione dell'impianto è previsto l'utilizzo complessivo di 57.528 pannelli.

I moduli presentano delle caratteristiche innovative, quali l'utilizzo delle mezze celle in luogo delle celle intere, la cui modalità di stringatura permette di ridurre le perdite per ombreggiamento; le mezze celle sono inoltre assemblate con la tecnologia TR che permette di eliminare gli spazi vuoti tra le celle del modulo, aumentandone la superficie captante in grado di convertire la radiazione incidente in energia elettrica e quindi il rendimento complessivo del modulo. I moduli saranno inoltre del tipo “bifacciale”, capaci cioè di convertire in energia elettrica non solo la quantità di energia direttamente incidente sul lato frontale dei moduli, ma anche la quota di energia riflessa dall'intorno e incidente sul retro dei moduli, con il risultato finale che verrà generata molta più energia specifica per unità di superficie occupata. Il modulo è realizzato inoltre con celle multi bus bar, ciascuno delle quali è interessata da una minore intensità di corrente con conseguente minore perdita per effetto Joule e minore perdite derivanti da eventuali microcracks che potrebbero verificarsi in fase di trasporto e/o installazione. I moduli presentano un bassissimo degrado per invecchiamento (-0,40% anno) per effetto del quale la garanzia sulla produzione rilasciata dal produttore vede un rendimento sull'energia prodotta pari all'87,4% al 30° anno di funzionamento. I moduli, inoltre, hanno una garanzia sui difetti di fabbricazione pari a ben 12 anni.

I dati tecnici nominali di picco riportati nel seguito sono da intendersi riferiti alle condizioni STC (Standard Test Conditions) secondo le quali si ha temperatura della cella pari a 25°C, irraggiamento solare pari a 1kW/m², Air Mass 1,5.

Nello stesso datasheet sono riportati i dati di funzionamento NOCT corrispondenti a situazioni tipiche del mondo reale, ovvero con il modulo funzionante alla temperatura operativa prevista di 45 °C, irraggiamento di 800 W/m², temperatura ambientale di 20 °C e una velocità del vento 1 m/s, nelle quali il modulo eroga una potenza di piko pari a 455Wp.

In fase esecutiva potranno essere utilizzati moduli di costruttore diverso ma che manterranno le caratteristiche peculiari di seguito riportate.

Progettazione civile e inserimento ambientale



Arch. Andrea Giuffrida



SOCIETÀ DI INGEGNERIA
ROMA-VIA CILICIA 35

Agronomia e studi culturali

Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida

Progettazione elettrica



energy cliet
IMPIANTI FOTOVOLTAICI, EDUCI E TECNOLOGICI

www.jinkosolar.com



Tiger Pro N-type 78HL4-BDV 590-610 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

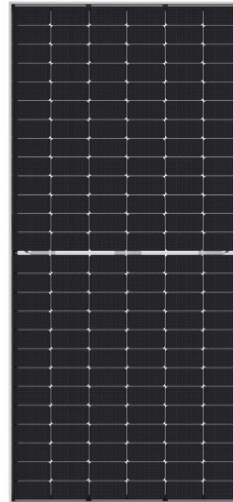
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



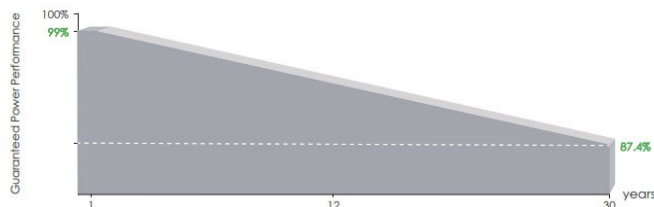
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



POSITIVE QUALITY™
Confidence. Quality. Assurance.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Progettazione civile e inserimento ambientale



Arch. Andrea Giuffrida



Agronomia e studi culturali

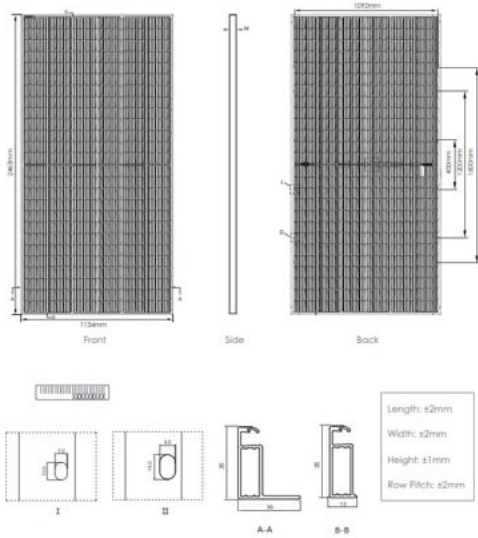
Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida

Progettazione elettrica





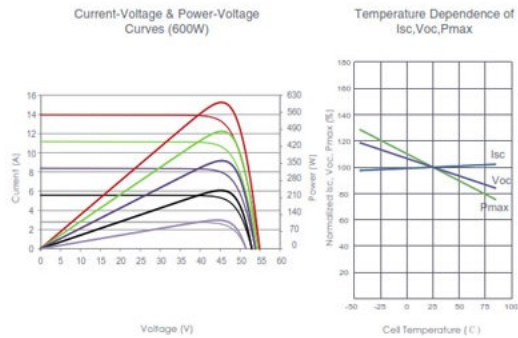
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
 31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 496 pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x35mm (97.05x44.65x1.38 inch)
Weight	34.0kg (74.96 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	590Wp	440Wp	595Wp	444Wp	600Wp	447Wp	605Wp	451Wp	610Wp	455Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.32V	41.98V	45.42V	42.09V	45.53V	42.20V	45.63V	43.32V	45.73V	42.43V
Maximum Power Current (Imp)	13.02A	10.48A	13.10A	10.54A	13.18A	10.60A	13.26A	10.66A	13.34A	10.72A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.63V	51.56V	54.73V	51.66V	54.84V	51.76V	54.94V	51.86V	55.04V	51.95V
Short-circuit Current (Isc)	13.79A	11.14A	13.87A	11.20A	13.95A	11.27A	14.03A	11.33A	14.11A	11.40A
Module Efficiency STC (%)	21.11%		21.29%		21.46%		21.64%		21.82%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		Bifacial Gain				
		5%	15%	25%	35%	45%
5%	Maximum Power (Pmax)	620Wp	625Wp	630Wp	635Wp	641Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.16%	22.35%	22.54%	22.73%	22.91%
15%	Maximum Power (Pmax)	679Wp	684Wp	690Wp	696Wp	702Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.27%	24.48%	24.68%	24.89%	25.10%
25%	Maximum Power (Pmax)	767Wp	774Wp	780Wp	787Wp	793Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.44%	27.67%	27.90%	28.14%	28.37%

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s



4.2 Inverter

Gli inverter costituiscono i gruppi di conversione e l'insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza in corrente continua generata dal generatore fotovoltaico alla rete pubblica in corrente alternata a 50 Hz, in conformità ai requisiti normativi dettati in modo particolare dalla CEI 0-16, tecnici e di sicurezza applicabili. In fase esecutiva potranno essere utilizzati inverter di costruttore diverso a quello indicato ma che manterranno le caratteristiche peculiari di seguito riportate.

Benché **in una prima fase siano stati individuati gli inverter prodotti da SUNGROW, modello SG250HX, in una successiva fase di ottimizzazione sono stati individuati gli inverter prodotti da Huawei, modelli SUN2000-215KTL-H0 e SUN 2000-105KTL-H1, ovvero:**

- SUN2000-215KTL-H0: inverter di stringa con potenza nominale di uscita pari a 200 kW con temperatura di funzionamento pari a 40°C, mentre per temperature inferiori a 33 °C riescono a fornire una potenza di uscita di 215 kW;
- SUN 2000-105KTL-H1: inverter di stringa con potenza nominale di uscita pari a 105 kW con temperatura di funzionamento pari a 40°C, mentre per temperature di 25 °C riescono a fornire una potenza di uscita di ben 116 kW.

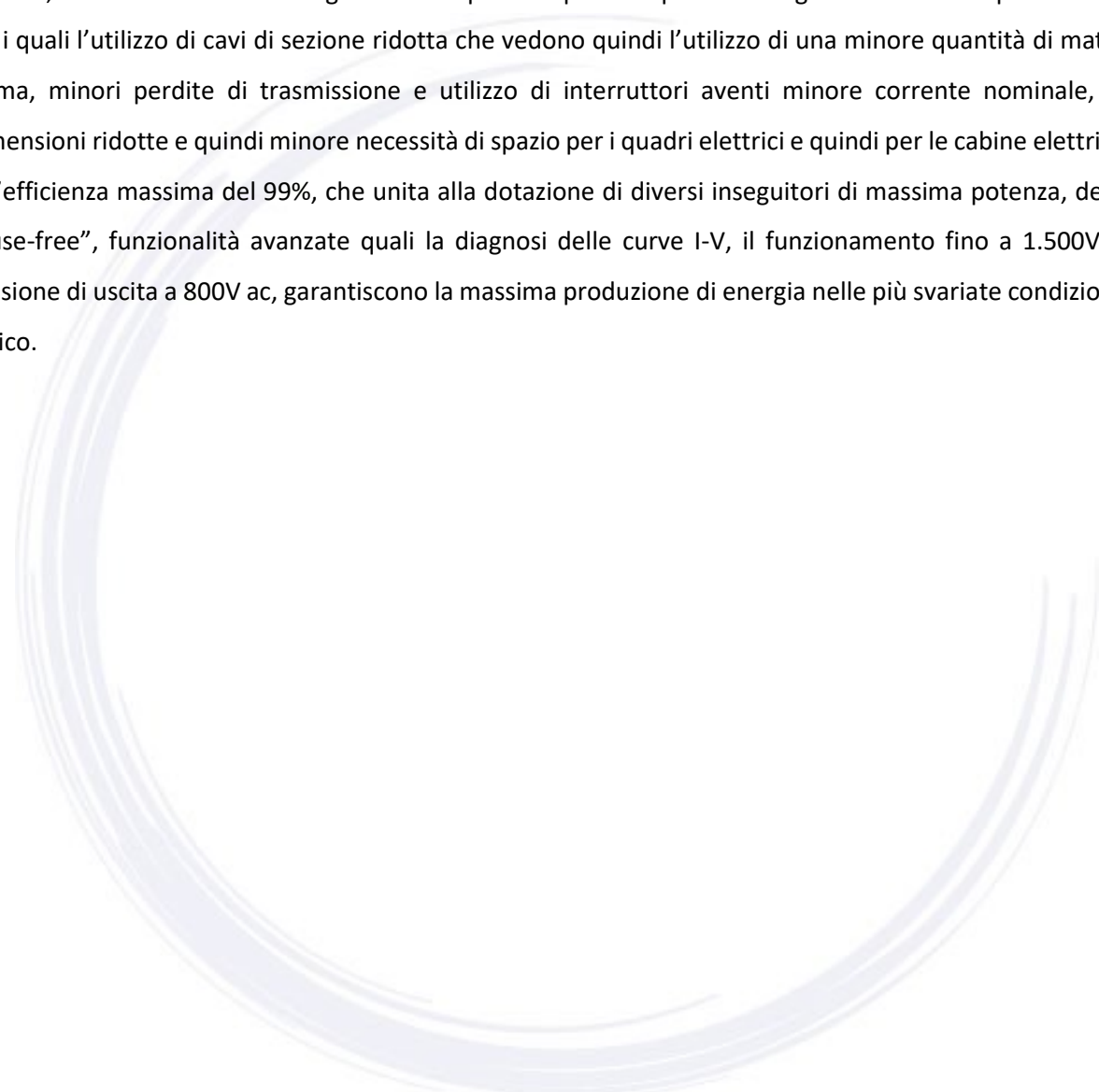
Il rendimento massimo degli inverter è pari al 99,0%, mentre l'efficienza europea pesata è del 98,8%.

Ogni inverter è composto da 105 kW è dotato di ben 6 MPPT (inseguitori di massima potenza), mentre gli inverter da 215 kW sono dotati di 9 MPPT; a ciascun MPPT sono connesse al massimo solo 2 stringhe, massimizzando quindi la produzione di impianto in quanto viene ottimizzata la curva di produzione di limitati blocchi di stringhe; essendo connesse in parallelo al massimo due stringhe, non è necessaria la protezione delle stringhe dalle correnti inverse: gli inverter presentano un design "fuse-free" che elimina la perdita di produzione per eventuale fusione dei fusibili sul lato in corrente continua ed eliminando la necessità di installare ulteriori quadri di parallelo stringhe. Gli inverter integrano e/o sono già predisposti inoltre di funzioni avanzate, quali il monitoraggio di ogni singola stringa e l'analisi diagnostica remota della Curva I-V che altrimenti andrebbe effettuata in campo con strumentazione specifica, riducendo così i tempi e i costi di rilevamento e di riparazione dei guasti.

Gli inverter lavorano con una tensione massima di sistema lato corrente continua pari a 1.500Vcc, offrendo quindi la possibilità di creare delle stringhe composte da un numero maggiore di moduli e riducendo quindi significativamente il numero complessivo dei cavi di stringa a parità di potenza installata, riducendo non

solo i costi di installazione, ma anche la corrente in gioco e le relative perdite per effetto Joule, massimizzando la producibilità globale dell'impianto.

Gli inverter presentano una tensione di uscita di 800Vac in luogo della tensione normalmente utilizzata di 400Vac; ciò riduce la corrente in gioco nell'impianto a parità di potenza erogata. Ciò ha molteplici vantaggi, tra i quali l'utilizzo di cavi di sezione ridotta che vedono quindi l'utilizzo di una minore quantità di materia prima, minori perdite di trasmissione e utilizzo di interruttori aventi minore corrente nominale, con dimensioni ridotte e quindi minore necessità di spazio per i quadri elettrici e quindi per le cabine elettriche. Un'efficienza massima del 99%, che unita alla dotazione di diversi inseguitori di massima potenza, design "Fuse-free", funzionalità avanzate quali la diagnosi delle curve I-V, il funzionamento fino a 1.500Vcc e tensione di uscita a 800V ac, garantiscono la massima produzione di energia nelle più svariate condizioni di carico.



4.2.1 Inverter SUN2000-215KTL-H0

SUN2000-215KTL-H0
Smart String Inverter



9
MPP Trackers



Max. Efficiency
>99.0%



Smart String-Level
Disconnect



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



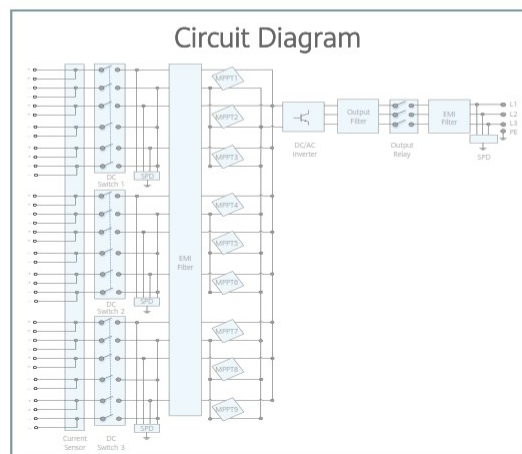
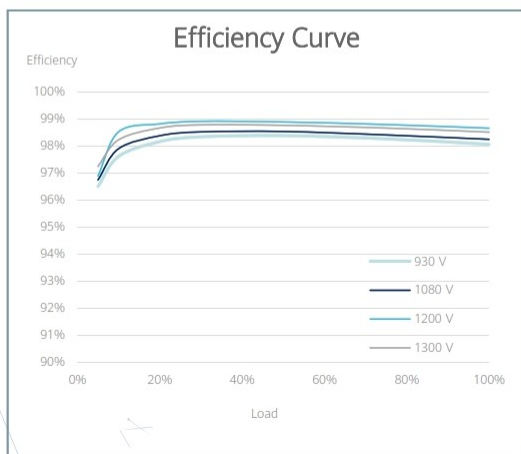
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection





SUN2000-215KTL-H0

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.80%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

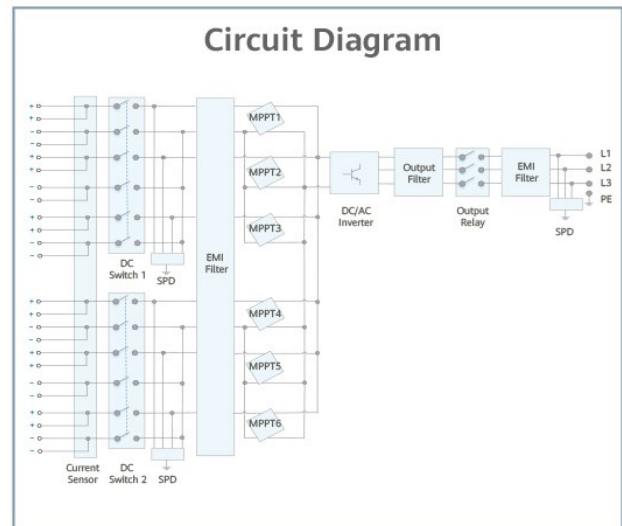
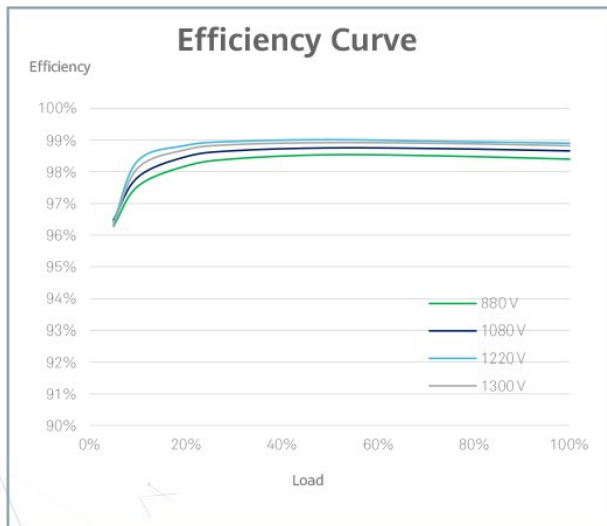


4.2.2 Inverter SUN2000-105KTL-H1

SUN2000-105KTL-H1
Smart String Inverter



- 
6 MPP Trackers
- 
99.0% Max. Efficiency
- 
String-level Management
- 
Smart I-V Curve Diagnosis Supported
- 
Residual Current Monitoring Integrated
- 
Fuse Free Design
- 
Surge Arresters for DC & AC
- 
IP65 Protection





Efficiency	
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	105,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	116,000 VA @25°C
Max. AC Active Power (cosφ=1)	116,000 W @25°C
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	75.8 A
Max. Output Current	84.6 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%





Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
RS485	Yes
MBUS	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	79 kg (174.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, EN 50530, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, UTE C15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, RD 1565, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 206006 IN, G59/3, CEI 0-16,VDE4120



SUN2000-105KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	105,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	116,000 VA @25°C
Max. AC Active Power (cosφ=1)	116,000 W @25°C
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	75.8 A
Max. Output Current	84.6 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
USB	Yes
RS485	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	79 kg (174.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, EN 50530, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, UTE C15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, RD 1565, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 206006 IN, G59/3, CEI 0-16,VDE4120

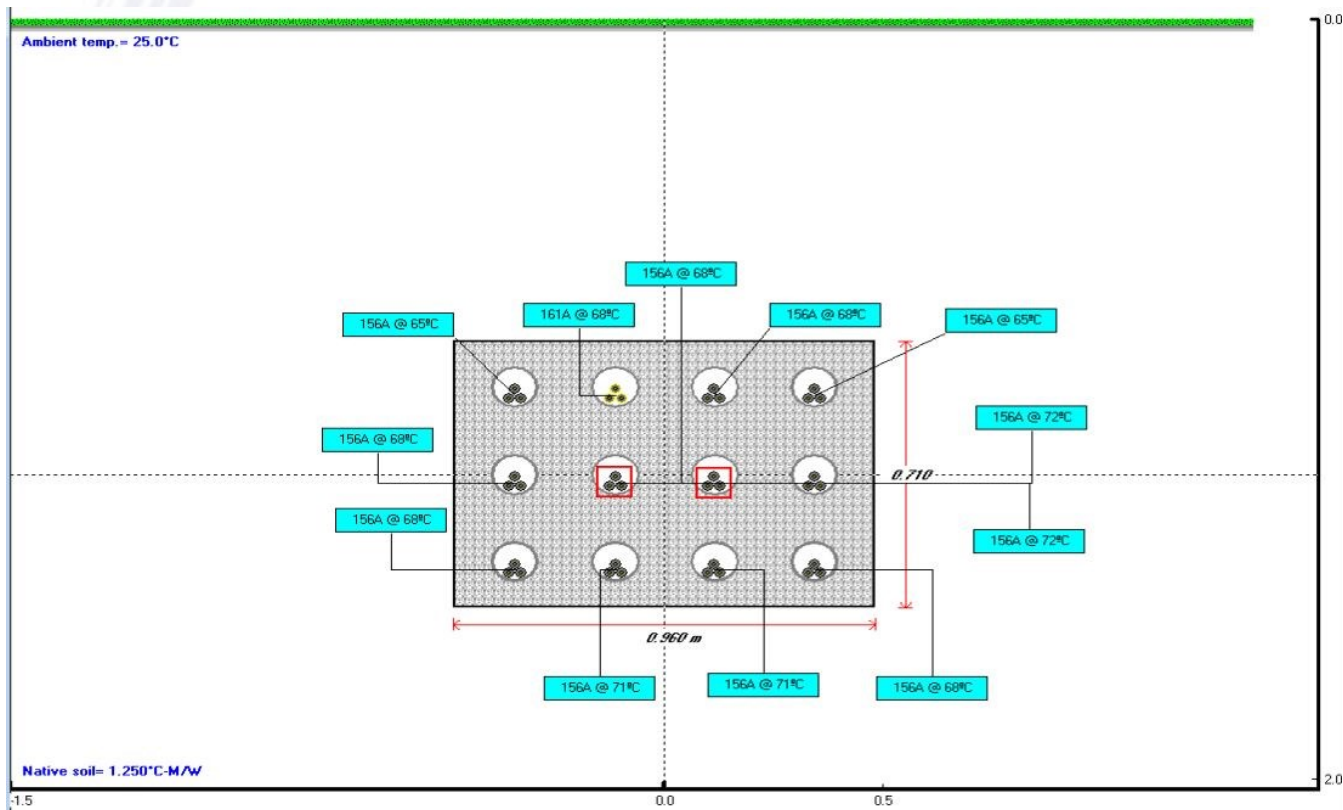
4.3 Linee BT in arrivo dagli inverter alle Cabine di Campo

Gli inverter vengono connessi ai Quadri BT alloggiati all'interno delle Cabine di Campo mediante dei cavi tipo ARG15R16, aventi conduttore in corda rigida o flessibile di alluminio con sezione del conduttore pari a 300 mmq.

Per il dimensionamento, è stata analizzata la situazione più gravosa, che vede n.12 inverter da 200 kW connessi a una singola cabina di campo, con n.12 linee in ingresso in formazione cavi ARG16R16 3x1x300 mmq.

Ogni cavidotto, interessato dalla massima corrente di utilizzo prevista pari a 156A, lavora a max 72°C, inferiori alla massima temperatura di esercizio prevista dal produttore pari a 90°C.

La simulazione è stata condotta con software CYMCAP, inserendo come condizioni al contorno quelle più gravose previste.



4.4 Configurazione singoli Inverter

I moduli fotovoltaici vengono connessi in serie da 24 pannelli del tipo Silicio monocristallino con potenza di picco pari a 610 Wp, fino a formare una stringa. Gruppi di numero variabile di stringhe vengono poi connesse a un singolo inverter. Ogni sottocampo fotovoltaico, inteso come gruppo di moduli sotteso a un singolo inverter, è composto da un numero variabile di stringhe da 24 moduli.

Gli inverter hanno potenza nominale di uscita pari a 200 kW e massima pari a 215 kW, mentre altri hanno potenza nominale di uscita pari a 105 kW e massima pari a 116 kW; gli inverter sono sovraccaricati al massimo al 120 % circa rispetto alla potenza nominale. L'esperienza ha dimostrato, infatti, che in un impianto fotovoltaico la potenza massima in ingresso all'inverter è pari all'80% circa della potenza nominale di picco installata sul lato in corrente continua per via delle perdite normali di funzionamento.

Apposite simulazioni condotte con il software PVSYST hanno inoltre confermato che le perdite per sovraccarico, ovvero per superamento delle condizioni di lavoro massime degli inverter, sono assenti.

La linea elettrica in corrente continua proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione integrati nell'inverter con indicazione di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.





4.4.1 Configurazione Inverter 215KTL (200 kW)

I moduli fotovoltaici vengono connessi in serie da 24 pannelli fino a formare una stringa.

La condizione più gravosa vede n.16 stringhe connesse a un singolo inverter (Cabina C2), mentre nel resto di impianto si hanno configurazioni che vedono 13,14 o 15 stringhe connesse a ogni inverter.

SUN2000-215KTL-H1	Potenza moduli [Wp]	Moduli per stringa	Potenza stringa STC [kWp]	Stringhe	n. moduli	Potenza totale [kWp]	Fattore di sovraccarico rispetto alla potenza nominale di 200 kW [%]
	610	24	14,64	13	312	190,32	95,16
	610	24	14,64	14	336	204,96	102,48
	610	24	14,64	15	360	219,6	109,8
	610	24	14,64	16	384	234,24	117,12

4.4.2 Configurazione singoli Inverter 105 kW

I moduli fotovoltaici vengono connessi in serie da 24 pannelli fino a formare una stringa.

La condizione più gravosa vede n.8 stringhe connesse a un singolo inverter (Cabina C1), mentre nel resto di impianto si hanno configurazioni che vedono 7 stringhe connesse a ogni inverter.

SUN2000-105KTL-H0	Potenza moduli [Wp]	Moduli per stringa	Potenza stringa STC [kWp]	Stringhe	n. moduli	Potenza totale [kWp]	Fattore di sovraccarico rispetto alla potenza nominale di 105 kW [%]
	610	24	14,64	7	168	102,48	97,60
	610	24	14,64	8	192	117,12	111,54





4.5 Configurazione sottocampi

Sottocampo	Cabina	Potenza del trasformatore MT/BT [kVA]	N. totale inverter sottesi SUN2000-215KTL-H0 [200 kW cad.]	N. totale inverter sottesi SUN2000-105KTL-H1 [105 kW cad.]	Potenza nominale uscita inverter [kW]	Configurazione inverter [Inv. x (stringhe x moduli)] SUN2000-215KTL-H0 [200 kW cad.]	stringhe totali Inv. 215KTL-H0	Configurazione inverter [Inv. x (stringhe x moduli)] SUN2000-105KTL-H0 [105 kW cad.]	stringhe totali Inv. 105KTL-H1	Potenza nominale uscita inverter [kW]	Potenza nominale piccolo lato c.c. installata inverter [kWp]	Potenza totale sottocampo [kWp]
A	A1	2.500	12	0	2.400	12x (15s x 24p)	180	-		2.400	2.635,20	17.816,88
	A2	2.500	12	0	2.400	12x (15s x 24p)	180	-		2.400	2.635,20	
	A3	2.500	12	0	2.400	12x (15s x 24p)	180	-		2.400	2.635,20	
	A4	2.500	12	0	2.400	12x (15s x 24p)	180	-		2.400	2.635,20	
	A5	2.500	12	0	2.400	12x (15s x 24p)	180	-		2.400	2.635,20	
	A6	2.500	11	0	2.200	11x (14s x 24p)	154	-		2.200	2.254,56	
	A7	2.500	11	0	2.200	9x (15s x 24p) + 2x (14s x 24p)	135 + 28	-	-	2.200	2.386,32	
B	B1	400	1	1	305	(14s x 24p)	14	1x (7s x 24p)	7	305	307,44	5.182,56
	B2	1.250	6	0	1.200	2x (13s x 24p) + 4x (14s x 24p)	26 + 56	-	-	1.200	1.200,48	
	B3	2.000	9	0	1.800	1x (13s x 24p) + 8x (14s x 24p)	13 + 112	-	-	1.800	1.830,00	
	B4	2.000	9	0	1.800	9x (14s x 24p)	126	-	-	1.800	1.844,64	
C	C1	630	2	1	505	2x (15s x 24p)	30	1x (8s x 24p)	8	505	556,32	7.276,08
	C2	800	3	0	600	2x (15s x 24p) + 1x (16s x 24p)	30 + 16	-	-	600	673,44	
	C3	1.600	7	0	1.400	4x (14s x 24p) + 3x (13s x 24p)	56 + 39	-	-	1.400	1.390,80	
	C4	800	3	1	705	3x (15s x 24p)	45	1x (7s x 24p)	7	705	761,28	
	C5	1.600	7	0	1.400	7x (15s x 24p)	105	-	-	1.400	1.537,20	
	C6	2.500	11	0	2.200	7x (15s x 24p) + 4x (14s x 24p)	105 + 56	-	-	2.200	2.357,04	
D	D1	1.250	6	0	1.200	4x (14s x 24p) + 2x (13s x 24p)	56 + 26	-	-	1.200	1.200,48	1.200,48
E	E1	2.000	8	1	1.705	7x (15s x 24p) + 1x (14s x 24p)	105 + 14	1x (7s x 24p)	7	1.705	1.844,64	3.616,08
	E2	2.000	8	1	1.705	2x (15s x 24p) + 6x (14s x 24p)	30 + 84	1x (7s x 24p)	7	1.705	1.771,44	
SOMMANO												35.092,08





4.6 Campi fotovoltaici - Inverter

L'impianto nel suo complesso prevede l'installazione di n. 162 inverter da 200 kW + n. 5 inverter da 105 kW per una potenza totale installata lato corrente continua di 35.092,80 kWp e potenza nominale di uscita degli inverter pari a 32.925 kW.

Le macro-aree effettivamente interessate dall'installazione dei moduli fotovoltaici e delle opere connesse, sono riassunte nella tabella seguente:

Denominazione e sottocampo	Inseguitori 2x12 moduli	Inseguitori 2x24 moduli	Inseguitori 2x48 moduli	Moduli totali	Potenza unitaria dei moduli [Wp]	Potenza Sottocampo [kWp]	Inverter totali 200 kW	Inverter totali 105 kW	Potenza complessiva inverter [kW]
A	73	60	256	29.208	610	17.816,88	82	0	16.400
B1	9	6	0	504	610	307,44	1	1	305
B2	6	8	15	1.968	610	1.200,48	6	0	1.200
B3	11	1	28	3.000	610	1.830	9	0	1.800
B4	4	3	29	3.024	610	1.844,64	9	0	1.800
C1	4	5	6	912	610	556,32	2	1	505
C2	6	6	7	1.104	610	673,44	3	0	600
C3	11	16	13	2.280	610	1.390,80	7	0	1.400
C4	4	4	10	1.248	610	761,28	3	1	705
C5	13	14	16	2.520	610	1.537,20	7	0	1.400
C6	11	11	32	3.864	610	2.357,04	11	0	2.200
D1	4	3	18	1.968	610	1.200,48	6	0	1.200
E1	16	17	19	3.024	610	1.844,64	8	1	1.705
E2	9	8	24	2.904	610	1.771,44	8	1	1.705
SOMMANO	181	162	473	57.528		35.092,08	162	5	32.925

Ogni area è asservita a diverse cabine di Campo, ognuna equipaggiata con un trasformatore MT/BT avente potenza correlata al numero degli inverter ad essa connessa, ovvero in un range di potenza che va da 400 kVA fino a 2.500 kVA.

Nello specifico si ha quanto riassunto nella seguente tabella:

Progettazione civile e inserimento ambientale		Agronomia e studi culturali	Progettazione elettrica
 Arch. Andrea Giuffrida	 SOCIETÀ DI INGEGNERIA ROMA-VIA CILICIA 35	Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida	 IMPIANTI FOTOVOLTAICI, EDUCI E TECNOLOGICI



Sottocampo	Cabina	Potenza del trasformatore MT/BT	N. totale inverter sottesi SUN2000-215KTL-H0 [200 kW cad.]	N. totale inverter sottesi SUN2000-105KTL-H1 [105 kW cad.]	Sommatoria Potenza nominale uscita inverter [kW]	Fattore sovraccarico trafo MT/BT
A	A1	2.500	12	0	2.400	0,96
	A2	2.500	12	0	2.400	0,96
	A3	2.500	12	0	2.400	0,96
	A4	2.500	12	0	2.400	0,96
	A5	2.500	12	0	2.400	0,96
	A6	2.500	11	0	2.200	0,88
	A7	2.500	11	0	2.200	0,88
B	B1	400	1	1	305	0,76
	B2	1.250	6	0	1.200	0,96
	B3	2.000	9	0	1.800	0,90
	B4	2.000	9	0	1.800	0,90
C	C1	630	2	1	505	0,90
	C2	800	3	0	600	0,75
	C3	1.600	7	0	1.400	0,88
	C4	800	3	1	705	0,88
	C5	1.600	7	0	1.400	0,88
	C6	2.500	11	0	2.200	0,88
D	D1	1.250	6	0	1.200	0,96
E	E1	2.000	8	1	1.705	0,86
	E2	2.000	8	1	1.705	0,86



6 Simulazione funzionamento impianto e energia producibile

6.1 Metodologia utilizzata

Mediante il software PVSYST V. 7.2.17 è stato modellizzato l'impianto così come descritto in precedenza. Mediante tale modello sono state perciò condotte delle simulazioni che hanno dato come risultato le condizioni di funzionamento del sistema utilizzando come dato di ingresso non solo la composizione dell'impianto, ma anche i dati metereologici del sito ricavati su database Meteonorm.

6.2 Dati climatici

I dati climatici per il sito di installazione sono stati ricavati dal database Meteonorm.




METEONORM è un database di informazioni meteorologiche e procedure di calcolo, con dati sempre aggiornati, per ogni località del mondo. È indispensabile per la progettazione di impianti solari.

Meteonorm rende disponibili oltre 30 parametri metereologici e le relative serie storiche, tra cui:

- radiazione globale
- temperatura
- umidità
- precipitazioni
- velocità e direzione del vento
- durata dell'irraggiamento solare
- Calcolo dell'alba e del tramonto di ogni giorno
- Intervallo di tempo pari ad un minuto per i parametri relativi alla radiazione
- Calcolo della radiazione per superfici inclinate
- Generazione maggiorata di umidità e di temperatura per il calcolo nelle simulazioni

6.2.1 Radiazione solare

I dati risultanti dal database Meteonorm e utilizzati per la simulazione di producibilità sono riportati nella schermata seguente:

Progettazione civile e inserimento ambientale		Agronomia e studi culturali	Progettazione elettrica
 Arch. Andrea Giuffrida	 STUDIO Ingegneria Moresca SOCIETÀ DI INGEGNERIA ROMA-VIA CILICIA 35	Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida	 energy cliet IMPIANTI FOTOVOLTAICI, EDUCI E TECNOLOGICI



Site **Gravina - Pellicciari (Italy)**

Data source **Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100%**

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /mth	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /mth	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Linke turbidity [-]	Relative humidity %
January	52.0	21.4	6.3	4.00	2.920	82.6
February	69.0	38.9	6.8	4.49	3.169	80.4
March	121.4	53.8	9.6	4.50	3.641	77.4
April	145.4	72.8	12.6	4.20	4.293	75.6
May	187.6	83.7	17.4	3.89	4.176	70.0
June	195.3	85.4	22.4	3.70	3.872	63.6
July	204.6	81.3	25.9	3.89	3.778	57.1
August	184.4	75.1	25.7	3.70	3.774	59.2
September	133.2	57.3	20.0	3.61	3.773	72.7
October	96.5	37.6	16.2	3.50	3.451	80.3
November	56.7	26.2	11.8	4.00	3.216	84.5
December	44.6	25.1	7.8	3.89	2.982	83.3
Year	1490.7	658.6	15.2	3.9	3.587	73.9
	Paste	Paste	Paste	Paste		

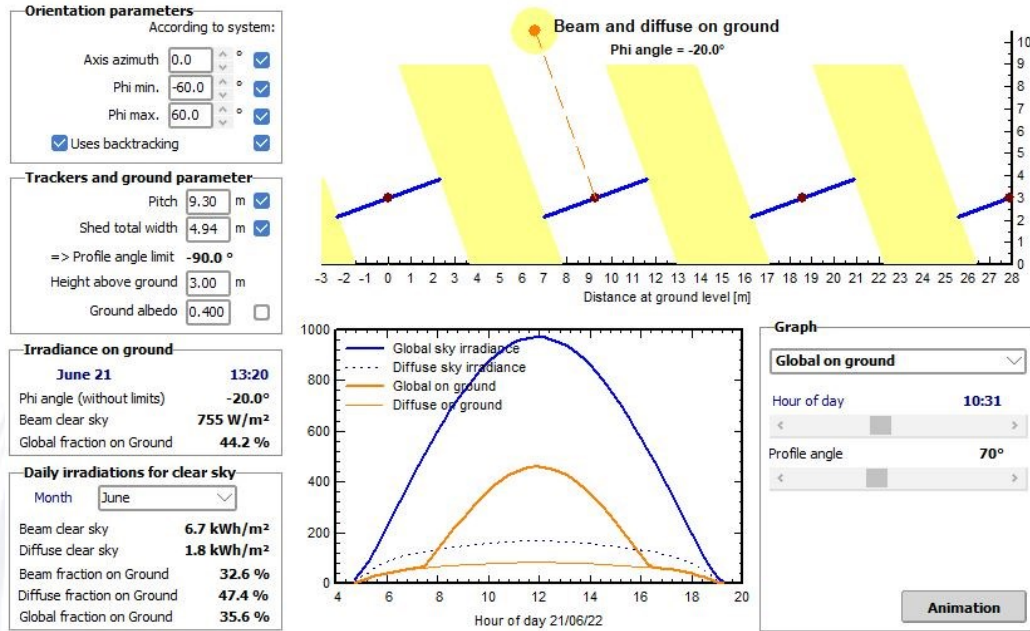
Global horizontal irradiation year-to-year variability 4.7%



6.3 Modellizzazione dei tracker

Standard bifacial model involving unlimited tracker-like configuration

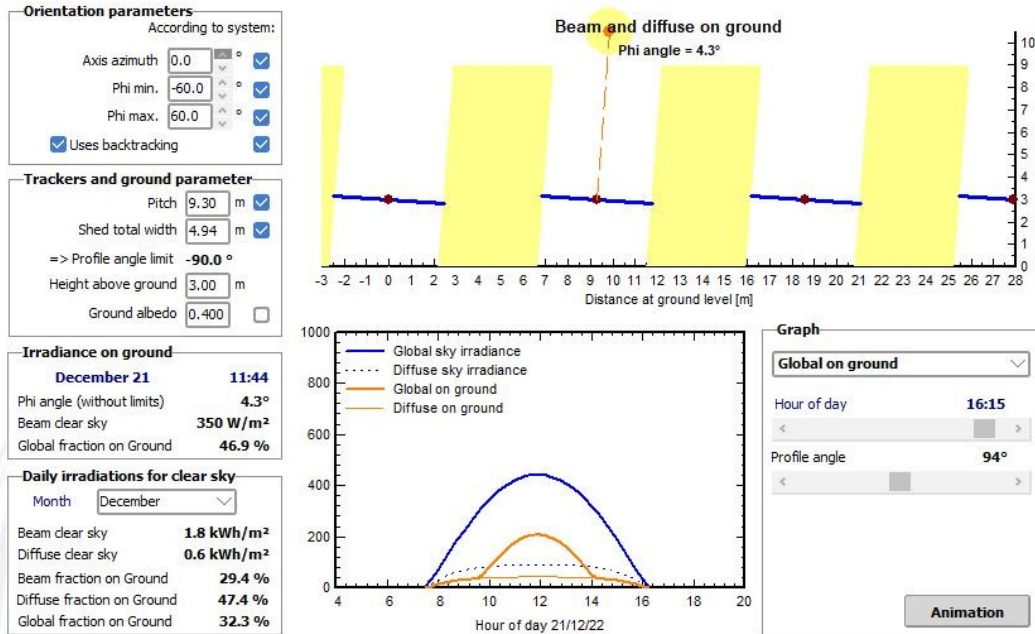
You can play with the tracker's parameters as you like for parametric analysis
The simulation will use the parameters determined from the system (checkboxes checked)



Parametri dei tracker inseriti all'interno del software di simulazione – 21 giugno

Standard bifacial model involving unlimited tracker-like configuration

You can play with the tracker's parameters as you like for parametric analysis
The simulation will use the parameters determined from the system (checkboxes checked)



Parametri dei tracker inseriti all'interno del software di simulazione – 21 dicembre



6.4 Caratteristiche del sistema simulato e perdite



PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
 17/08/22 10:30
 with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -

Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

Project summary

Geographical Site Gravina - Pellicciari Italy	Situation Latitude 40.79 °N Longitude 16.32 °E Altitude 255 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.40
Meteo data Gravina - Pellicciari Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking horizontal axis	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings No Shadings
System information PV Array Nb. of modules 57528 units Pnom total 35.09 MWp	Inverters Nb. of units 167 units Pnom total 32.93 MWac Pnom ratio 1.066	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	60365 MWh/year	Specific production	1720 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	92.47 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	12
Loss diagram	13
Special graphs	14
Aging Tool	15
P50 - P90 evaluation	17
Cost of the system	18
CO ₂ Emission Balance	19





PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 100 units
Tracking horizontal axis		Backtracking activated	Unlimited trackers
Models used		Sizes	
Transposition	Perez	Tracker Spacing	9.30 m
Diffuse	Perez, Meteonom	Collector width	5.00 m
Circumsolar	separate	Ground Cov. Ratio (GCR)	53.8 %
Horizon		Near Shadings	Backtracking strategy
Free Horizon		No Shadings	Phi limits +/- 57.1 °
Bifacial system		User's needs	
Model	2D Calculation unlimited trackers	Unlimited load (grid)	
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	9.30 m	Ground albedo	0.40
Tracker width	5.04 m	Bifaciality factor	90 %
GCR	54.2 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	3.00 m	Rear mismatch loss	5.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM610N-78HL4-BDV_GNZ3	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	610 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	56664 units	Number of inverters	162 units
Nominal (STC)	34.57 MWp	Total power	32400 kWac
Array #1 - A1		At operating cond. (50°C)	
Number of PV modules	4320 units	Operating voltage	550-1500 V
Nominal (STC)	2635 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
Modules	180 Strings x 24 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Pmpp	2438 kWp		
U mpp	1003 V		
I mpp	2430 A		



PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

PV Array Characteristics

Array #2 - A2			
Number of PV modules	4320 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2635 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	180 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2438 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	2430 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #3 - A3			
Number of PV modules	4320 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2635 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	180 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2438 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	2430 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #4 - A4			
Number of PV modules	4320 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2635 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	180 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2438 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	2430 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #5 - A5			
Number of PV modules	4320 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	2635 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	180 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2438 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	2430 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #6 - A6			
Number of PV modules	3696 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	2255 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	154 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2086 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	2079 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
Array #7 - A7-215K-1			
Number of PV modules	3240 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1976 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	135 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1829 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	1823 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10





PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

PV Array Characteristics

Array #8 - A7-215K-2			
Number of PV modules	672 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	410 kWp	Total power	400 kWac
Modules	28 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	379 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
I mpp	378 A		
Array #9 - B1.1			
Number of PV modules	336 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	205 kWp	Total power	200 kWac
Modules	14 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	190 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
I mpp	189 A		
Array #11 - B2.1			
Number of PV modules	624 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	381 kWp	Total power	400 kWac
Modules	26 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	352 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	351 A		
Array #12 - B2.2			
Number of PV modules	1344 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	820 kWp	Total power	800 kWac
Modules	56 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	758 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
I mpp	756 A		
Array #13 - B3.1			
Number of PV modules	312 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	190 kWp	Total power	200 kWac
Modules	13 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	176 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	176 A		
Array #14 - B3.2			
Number of PV modules	2688 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	1640 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	112 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1517 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
I mpp	1512 A		





PVsyst V7.2.17

 VCA, Simulation date:
 17/08/22 10:30
 with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

 Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
 Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

PV Array Characteristics

Array #15 - B4			
Number of PV modules	3024 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1845 kWp	Total power	1800 kWac
Modules	126 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	1707 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
I mpp	1701 A		
Array #16 - C1.1			
Number of PV modules	720 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	439 kWp	Total power	400 kWac
Modules	30 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	406 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
I mpp	405 A		
Array #18 - C2.1			
Number of PV modules	720 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	439 kWp	Total power	400 kWac
Modules	30 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	406 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
I mpp	405 A		
Array #19 - C2.2			
Number of PV modules	384 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	234 kWp	Total power	200 kWac
Modules	16 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	217 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
I mpp	216 A		
Array #20 - C3.1			
Number of PV modules	1344 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	820 kWp	Total power	800 kWac
Modules	56 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	758 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
I mpp	756 A		
Array #21 - C3.2			
Number of PV modules	936 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	571 kWp	Total power	600 kWac
Modules	39 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	528 kWp	Max. power (=>30°C)	215 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
I mpp	527 A		





PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

PV Array Characteristics

Array #22 - C4.1			
Number of PV modules	1080 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	659 kWp	Total power	600 kWac
Modules	45 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	610 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	608 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #24 - C5			
Number of PV modules	2520 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1537 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	105 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1422 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	1418 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #25 - C6.1			
Number of PV modules	2520 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1537 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	105 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1422 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	1418 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #26 - C6.2			
Number of PV modules	1344 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	820 kWp	Total power	800 kWac
Modules	56 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	758 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	756 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
Array #27 - D1.1			
Number of PV modules	624 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	381 kWp	Total power	400 kWac
Modules	26 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	352 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	351 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
Array #28 - D1.2			
Number of PV modules	1344 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	820 kWp	Total power	800 kWac
Modules	56 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	758 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	756 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.02



PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

PV Array Characteristics

Array #29 - E1.1			
Number of PV modules	336 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	205 kWp	Total power	200 kWac
Modules	14 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	190 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	189 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
Array #30 - E1.2			
Number of PV modules	2520 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1537 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	105 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1422 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	1418 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Array #32 - E2.1			
Number of PV modules	2016 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	1230 kWp	Total power	1200 kWac
Modules	84 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1138 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	1134 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
Array #33 - E2.2			
Number of PV modules	720 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	439 kWp	Total power	400 kWac
Modules	30 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	406 kWp	Operating voltage	550-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>30°C)	215 kWac
I mpp	405 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM610N-78HL4-BDV_GNZ3	Model	SUN2000-105KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	610 Wp	Unit Nom. Power	105 kWac
Number of PV modules	864 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	527 kWp	Total power	525 kWac
Array #10 - B1.2			
Number of PV modules	168 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	102 kWp	Total power	105 kWac
Modules	7 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	94.8 kWp	Operating voltage	600-1500 V
U mpp	1003 V	Max. power (=>25°C)	116 kWac
I mpp	95 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.98





PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

PV Array Characteristics

Array #17 - C1.2			
Number of PV modules	192 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	117 kWp	Total power	105 kWac
Modules	8 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	600-1500 V
Pmpp	108 kWp	Max. power (=>25°C)	116 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
I mpp	108 A		
Array #23 - C4.2			
Number of PV modules	168 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	102 kWp	Total power	105 kWac
Modules	7 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	600-1500 V
Pmpp	94.8 kWp	Max. power (=>25°C)	116 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
I mpp	95 A		
Array #31 - E1.3			
Number of PV modules	168 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	102 kWp	Total power	105 kWac
Modules	7 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	600-1500 V
Pmpp	94.8 kWp	Max. power (=>25°C)	116 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
I mpp	95 A		
Array #34 - E2.3			
Number of PV modules	168 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	102 kWp	Total power	105 kWac
Modules	7 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	600-1500 V
Pmpp	94.8 kWp	Max. power (=>25°C)	116 kWac
U mpp	1003 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
I mpp	95 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	35092 kWp	Total power	32925 kWac
Total	57528 modules	Number of inverters	167 units
Module area	160809 m ²	Pnom ratio	1.07
Cell area	148167 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		Serie Diode Loss		Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.4 V	Loss Fraction	-0.3 %
Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.0 % at STC		
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	1
				Loss factor	0.4 %/year
				Mismatch due to degradation	
				Imp RMS dispersion	0.3 %/year
				Vmp RMS dispersion	0.3 %/year



PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.51 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - A1

Global array res. 6.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - A3

Global array res. 6.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - A5

Global array res. 6.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - A7-215K-1

Global array res. 9.0 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - B1.1

Global array res. 87 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - B2.1

Global array res. 47 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - B3.1

Global array res. 93 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #15 - B4

Global array res. 9.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #17 - C1.2

Global array res. 151 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #19 - C2.2

Global array res. 76 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #21 - C3.2

Global array res. 31 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #23 - C4.2

Global array res. 173 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #25 - C6.1

Global array res. 12 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #27 - D1.1

Global array res. 47 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - A2

Global array res. 6.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - A4

Global array res. 6.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - A6

Global array res. 7.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - A7-215K-2

Global array res. 43 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - B1.2

Global array res. 173 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - B2.2

Global array res. 22 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #14 - B3.2

Global array res. 11 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #16 - C1.1

Global array res. 40 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #18 - C2.1

Global array res. 40 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #20 - C3.1

Global array res. 22 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #22 - C4.1

Global array res. 27 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #24 - C5

Global array res. 12 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #26 - C6.2

Global array res. 22 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #28 - D1.2

Global array res. 22 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.2.17
VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

DC wiring losses

Array #29 - E1.1				Array #30 - E1.2			
Global array res.	87 mΩ	Global array res.	12 mΩ	Global array res.	12 mΩ	Global array res.	12 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #31 - E1.3				Array #32 - E2.1			
Global array res.	173 mΩ	Global array res.	14 mΩ	Global array res.	14 mΩ	Global array res.	14 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #33 - E2.2				Array #34 - E2.3			
Global array res.	40 mΩ	Global array res.	173 mΩ	Global array res.	173 mΩ	Global array res.	173 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	0.50 % at STC
Inverters: SUN2000-215KTL-H0, SUN2000-105KTL-H1	
Wire section (167 Inv.)	Alu 167 x 3 x 300 mm ²
Average wires length	148 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	30 kV
Wires	Copper 3 x 700 mm ²
Length	15000 m
Loss Fraction	1.54 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	34513 kVA
Iron loss (night disconnect)	34.51 kW
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.19 mΩ
Loss Fraction	1.00 % at STC

6.5 **Diagramma radiazione, perdite e energia netta immessa in rete al 1° anno**



PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

60365 MWh/year

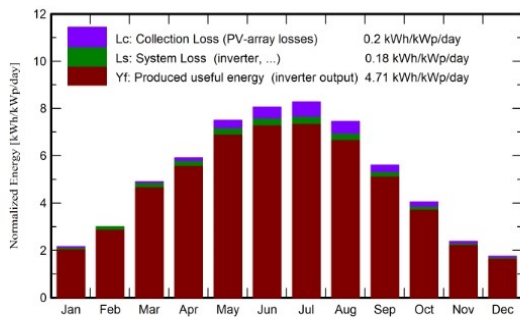
Specific production

1720 kWh/kWp/year

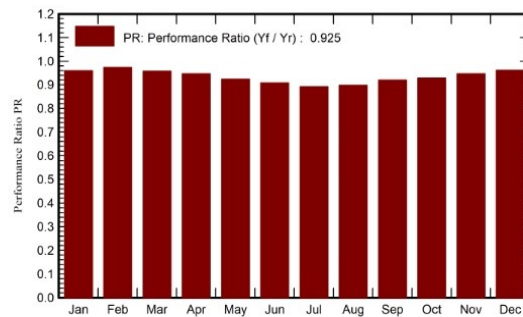
Performance Ratio PR

92.47 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	52.0	21.40	6.32	66.9	62.3	2323	2251	0.959
February	69.0	38.90	6.83	83.6	78.2	2946	2855	0.973
March	121.4	53.76	9.61	152.1	144.7	5295	5110	0.958
April	145.4	72.79	12.64	177.4	168.7	6120	5896	0.947
May	187.6	83.74	17.37	232.3	222.5	7835	7531	0.924
June	195.3	85.44	22.42	241.7	231.7	8018	7703	0.908
July	204.6	81.32	25.92	256.3	246.2	8357	8026	0.892
August	184.4	75.12	25.65	231.2	221.8	7583	7289	0.898
September	133.2	57.27	20.02	168.2	160.1	5631	5426	0.920
October	96.5	37.63	16.22	125.2	118.7	4227	4082	0.929
November	56.7	26.16	11.79	71.3	66.5	2446	2369	0.947
December	44.6	25.14	7.80	54.1	49.8	1880	1826	0.961
Year	1490.9	658.66	15.27	1860.2	1771.1	62659	60365	0.925

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



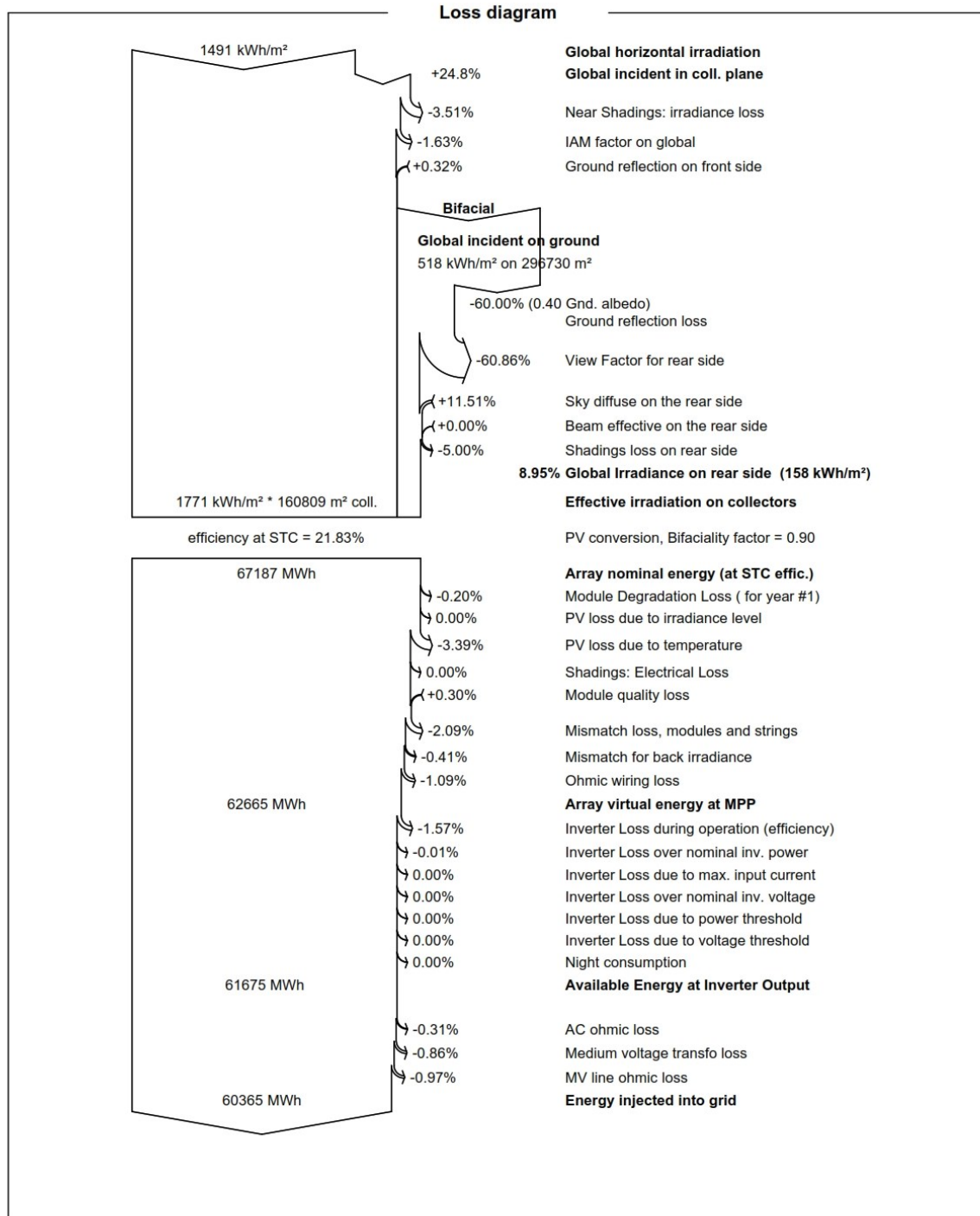
PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)





PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
17/08/22 10:30
with v7.2.17

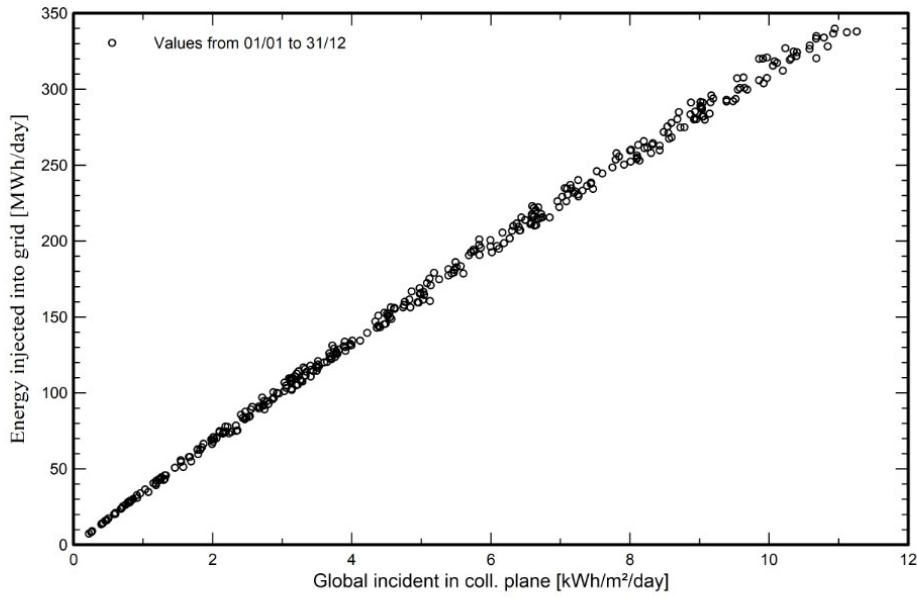
Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
Simulazione invecchiamento impianto

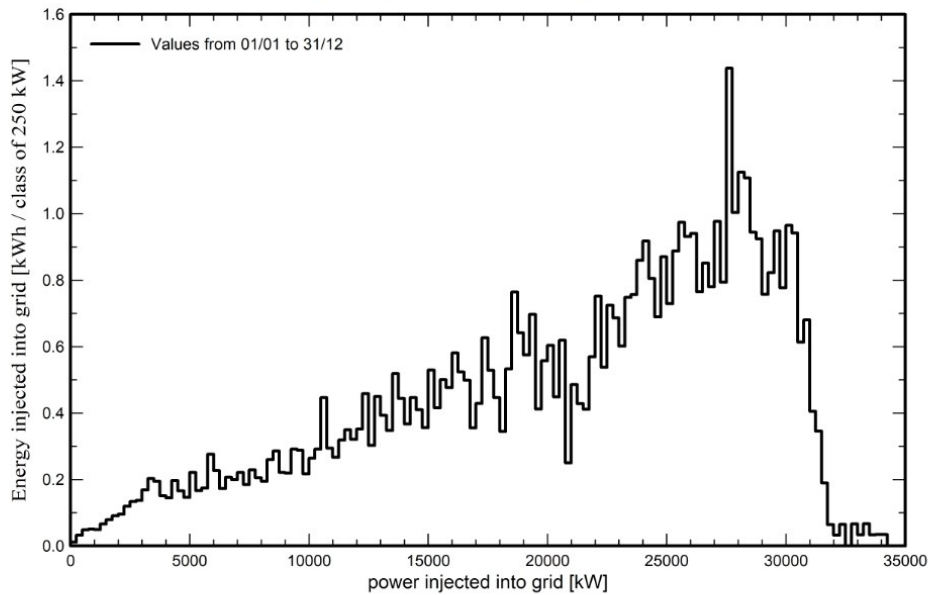
ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

Special graphs

Daily Input/Output diagram

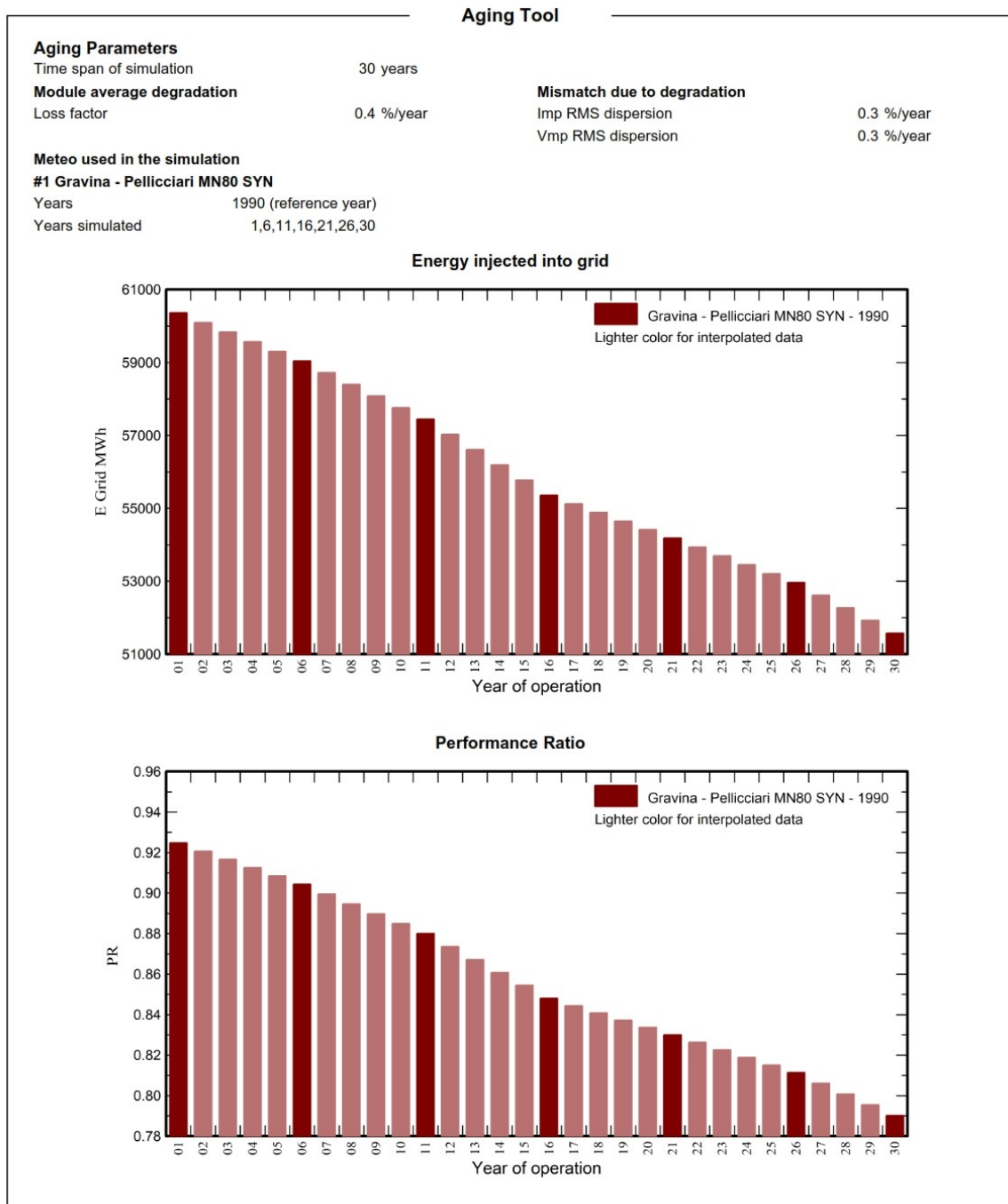


System Output Power Distribution



6.6 Dettaglio annuo Produzione attesa nell'arco della vita stimata impianto

Mediante software di simulazione PVSYST V. 7.2.17, è stata proiettata la producibilità annua dell'impianto durante l'intero arco di vita di progetto, considerando il normale degrado annuo di performance dei moduli secondo quanto garantito dal produttore. I risultati ottenuti sono riportati di seguito.





PVsyst V7.2.17

VCA, Simulation date:
 17/08/22 10:30
 with v7.2.17

Project: Gravina_Pellicciari - Prj definitivo

Variant: Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC -
 Simulazione invecchiamento impianto

ENERGY CLIET SERVICE SRL (Italy)

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.3 %/year

Vmp RMS dispersion 0.3 %/year

Meteo used in the simulation

#1 Gravina - Pellicciari MN80 SYN

Years 1990 (reference year)

Years simulated 1,6,11,16,21,26,30

Gravina - Pellicciari MN80 SYN

Year	E Grid	PR	PR loss
	MWh		%
1	60365	0.925	0%
2	60099	0.921	-0.4%
3	59834	0.917	-0.9%
4	59569	0.913	-1.3%
5	59303	0.908	-1.8%
6	59038	0.904	-2.2%
7	58720	0.9	-2.7%
8	58401	0.895	-3.3%
9	58082	0.89	-3.8%
10	57764	0.885	-4.3%
11	57445	0.88	-4.8%
12	57028	0.874	-5.5%
13	56610	0.867	-6.2%
14	56193	0.861	-6.9%
15	55775	0.854	-7.6%
16	55357	0.848	-8.3%
17	55123	0.844	-8.7%
18	54888	0.841	-9.1%
19	54653	0.837	-9.5%
20	54419	0.834	-9.9%
21	54184	0.83	-10.2%
22	53940	0.826	-10.6%
23	53696	0.823	-11%
24	53452	0.819	-11.5%
25	53208	0.815	-11.9%
26	52965	0.811	-12.3%
27	52618	0.806	-12.8%
28	52272	0.801	-13.4%
29	51925	0.795	-14%
30	51579	0.79	-14.6%



6.7 Simulazione della massima potenza immessa in rete

La simulazione effettuata ha dimostrato inoltre come la massima potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico nelle reali condizioni di funzionamento attese, riferite al 1° anno di vita, è pari a 34 MW, così come da tabella seguente.

Sottocampo A+B+C+D+E- Definitivo - Con perdite AC - Simulazione invecchiamento impianto

Hourly maximum values for E_Grid [MW]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
January	0	0	0	0	0	0	0	0	11	20	21	19	19	20	21	12	1	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	5	16	24	24	23	23	24	24	19	8	1	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	3	15	25	29	28	31	28	28	28	27	15	5	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	1	11	25	30	32	32	30	30	30	30	29	20	8	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	6	17	28	32	31	34	32	32	31	31	29	25	14	4	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	6	17	28	33	34	34	31	32	31	30	29	25	15	5	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	5	16	27	32	32	33	32	31	31	31	30	26	16	5	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	3	13	25	29	30	33	30	30	30	29	28	23	12	3	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	9	21	28	30	29	29	29	29	29	28	18	7	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	3	14	25	26	26	26	26	26	27	19	8	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	6	15	22	19	19	19	24	22	11	1	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	1	10	18	17	16	16	18	14	6	0	0	0	0	0	0	0	0
Year	0	0	0	0	0	6	17	28	33	34	34	32	32	31	31	30	26	16	5	0	0	0	0	0

7 Cabine di Campo

Il riepilogo delle Cabine di campo da realizzare, come sintetizzato in precedenza, è sintetizzato nella seguente tabella.

I trasformatori utilizzati hanno isolamento in resina. Essi avranno rapporto di trasformazione 30/0,8 kV e apparterranno tutti al gruppo vettoriale Dyn11, ovvero con primario a triangolo e secondario a stella con neutro accessibile. Le tensioni di corto circuito saranno pari al 4% per trasformatori fino a 500 kVA, pari al 6% per le potenze superiori. I trasformatori saranno dotati di sensori PT100 inglobati negli avvolgimenti di bassa tensione; tali sonde termometriche verranno connesse a una centralina che controllerà il funzionamento degli estrattori e, con superamento di soglie di temperatura massime sopportabili dalle macchine, al distacco dell'alimentazione lato MT e l'invio di segnalazione di allarme al sistema di supervisione centrale. Per ulteriori dettagli si faccia riferimento al Disciplinare degli elementi tecnici.

Sottocampo	Cabina	Potenza del trasformatore MT/BT	N. totale inverter sotesi SUN2000-215KTL-H0 [200 kW cad.]	N. totale inverter sotesi SUN2000-105KTL-H1 [105 kW cad.]	Potenza nominale uscita inverter [kW]
A	A1	2.500	12	0	2.400
	A2	2.500	12	0	2.400
	A3	2.500	12	0	2.400
	A4	2.500	12	0	2.400
	A5	2.500	12	0	2.400
	A6	2.500	11	0	2.200
	A7	2.500	11	0	2.200
B	B1	400	1	1	305
	B2	1.250	6	0	1.200
	B3	2.000	9	0	1.800
	B4	2.000	9	0	1.800
C	C1	630	2	1	505
	C2	800	3	0	600
	C3	1.600	7	0	1.400
	C4	800	3	1	705
	C5	1.600	7	0	1.400
	C6	2.500	11	0	2.200
D	D1	1.250	6	0	1.200
E	E1	2.000	8	1	1.705
	E2	2.000	8	1	1.705

8 Sistema di distribuzione in MT

8.1 Cavi di MT

Gli elettrodotti MT 30 kV che hanno il compito di collegare le Cabine di Campo con la SSE e quindi di convogliare a quest'ultima l'energia prodotta dall'impianto, saranno realizzati con cavi ad elica visibile con isolamento estruso, tipo ARE4H1RX o avente caratteristiche similari, con conduttore in alluminio e tensione nominale di isolamento 18/30 kV; i cavi previsti sono conformi alla norma IEC 60502-2.

Ogni terna è costituita dalla riunione di tre cavi unipolari cordati fra loro a elica, con conduttori di alluminio rivestito da un primo strato di semiconduttore, da un isolante primario in polietilene reticolato (E4), da un successivo strato di semiconduttore, da uno schermo a fili di rame e da una guaina esterna protettiva in PVC rosso. Sia il semiconduttore (che ha la funzione di uniformare il campo elettrico) che l'isolante primario sono di tipo estruso. Il semiconduttore è asportabile a freddo.

Il cavo suddetto è definito a campo radiale in quanto, essendo ciascuna anima rivestita da uno schermo metallico, le linee di forza elettriche risultano perpendicolari agli strati dell'isolante.

Le terne di cavi saranno infilate singolarmente in tubazioni corrugate in PVC di diametro 200 mm.

Per ulteriori dettagli si veda lo schema elettrico unifilare allegato al presente progetto e quanto riportato di seguito.

8.2 Cadute di tensione

La verifica della caduta di tensione nelle reti MT in cavo, sia per la loro limitata lunghezza che per i bassi valori di impedenza specifica, non è in genere determinante nella scelta delle sezioni. In genere risulta assai più determinante la verifica della portata. Di seguito si riporta la formula per il calcolo della caduta di tensione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_b \cdot L \cdot (R_l \cos \varphi + X_l \sin \varphi)$$

Dove:

- I_b = corrente di impiego della linea espressa in A;
- R_l = Resistenza alla temperatura di funzionamento della linea in Ω/km
- X_l = Reattanza della linea in Ω/km
- L = Lunghezza della linea in [km]

Generalmente il valore di caduta di tensione percentuale deve mantenersi nel 4%.



8.3 Perdita di potenza

La perdita di potenza nelle reti MT in cavo, viene calcolata con la formula:

$$\Delta P = 3 \cdot R_l \cdot L \cdot I_b^2$$

Dove:

- I_b = corrente di impiego della linea espressa in A;
- R_l = Resistenza alla temperatura di funzionamento della linea in Ω/km
- L = Lunghezza della linea in [km]





8.4 Descrizione degli anelli di trasmissione

8.4.1 Impianto fotovoltaico

Le cabine di campo sono connesse con la "CABINA RACCOLTA E SMISTAMENTO GENERALE LINEE 30 kV" mediante delle reti in MT in cavo interrato con tensione 30 kV gestite ad anello aperto; La "CABINA RACCOLTA E SMISTAMENTO GENERALE LINEE 30 kV" è a sua volta connessa con la SSE mediante delle reti in MT in cavo interrato con tensione 30 kV gestite ad anello aperto. In condizioni di emergenza si possono avere perciò delle distribuzioni di tipo "radiale semplice", con ogni tronco dimensionato per sopportare la trasmissione dell'intera potenza prodotta dall'insieme delle cabine sottese.

Sono stati infatti previste, nelle Cabine di Raccolta, dei congiuntori capaci di isolare l'eventuale tronco guasto e deviare l'energia prodotta e normalmente trasmessa da questo, verso un'altra linea allo scopo adeguatamente dimensionata.

La portata al limite termico indicata di seguito è desunta dalla relativa tabella fornita dal produttore per la posa interrata a trifoglio in tubo, considerato un fattore di declassamento di progetto pari a 0,6 ove non siano stati condotti studi specifici mediante software CYMCAP.

Gli anelli che perciò verranno realizzati sono sintetizzati nella tabella seguente, ove vengono riportati i parametri di utilizzo normale.





Sottocampo		A							B		C		D		E		F		
Cabina		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	B1	B2	B3	B4	Potenza nominale uscita inverter [kW]		Corrente uscita max da cabina [A]		Connessione a:		
Potenza del trasformatore MT/BT		2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	400	1.250	2.000	2.000					CABINA RACCOLTA E SMISTAMENTO LINEE 30 kV PRODUZIONE CAMPI A+B		
N. totale inverter sottesi SUN2000-215KTL-H0 [200 kW cad.]		12	12	12	12	12	11	11	1	6	9	9					CABINA RACCOLTA E SMISTAMENTO GENERALE LINEE 30 kV PRODUZIONE CAMPO AGROVOLTAICO VERSO SSE		
N. totale inverter sottesi SUN2000-105KTL-H1 [105 kW cad.]		0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0					QUADRO MT 30 kV PRODUZIONE in SSE		
Potenza nominale uscita inverter [kW]		2.400	2.400	2.400	2.400	2.200	2.200	2.200	305	1.200	1.800	1.800					QUADRO MT 30 kV PRODUZIONE in SSE		
Corrente uscita max da cabina [A]		50	50	50	50	46	46	46	6,5	25	38	38					QUADRO MT 30 kV PRODUZIONE in SSE		
Den. Linea [formazione] [Corrente utilizzo] [Portata]		L17 3x1x 150mmq [I _b =100A] [I _c =280A]		L16 3x1x 150mmq [I _b =100A] [I _c =280A]		L15 3x 1x 95mmq [I _b =100A] [I _c =220A]		L14 3x 1x 95mmq [I _b =50A] [I _c =220A]		L13 3x 1x 70mmq [I _b =44,5A] [I _c =180A]		L12 3x 1x 70mmq [I _b =63A] [I _c =180A]		Semiquadro 6		Semiquadro 5		Semiquadro 3	
Den. Circuito di Arrivo/Smistamento		Semiquadro 6		Semiquadro 5		Semiquadro 5		Semiquadro 5		Semiquadro 5		Semiquadro 5		Semiquadro 6		Semiquadro 5		Semiquadro 3	
Den. Linea [formazione] [Corrente utilizzo] [Portata]		LINEA L9 (3x1x630 mmq) [I _b =200A] [I _c =579A]		LINEA L5 (3x1x630 mmq) [I _b =261A] [I _c =579A]		LINEA L1 (3x1x630 mmq) [I _b =263A] [I _c =579A]		LINEA L3 (3x1x630 mmq) [I _b =200A] [I _c =579A]		LINEA L1 (3x1x630 mmq) [I _b =263A] [I _c =579A]		LINEA L1 (3x1x630 mmq) [I _b =263A] [I _c =579A]		LINEA L1 (3x1x630 mmq) [I _b =263A] [I _c =579A]		LINEA L1 (3x1x630 mmq) [I _b =263A] [I _c =579A]		LINEA L1 (3x1x630 mmq) [I _b =263A] [I _c =579A]	
Den. Circuito di Arrivo/Smistamento		Semiquadro 3		Semiquadro 1		Semiquadro 1		Semiquadro 1		Semiquadro 1		Semiquadro 1		Semiquadro 1		Semiquadro 1		Semiquadro 1	





Sottocampo	Cabina	Potenza del trasformatore MT/BT	N. totale inverter sottesi SUN2000-215KTL-H0 [200 kW cad.]	N. totale inverter sottesi SUN2000-105KTL-H1 [105 kW cad.]	Potenza nominale uscita inverter [kW]	Corrente uscita max da cabina [A]	CABINA RACCOLTA E SMISTAMENTO GENERALE LINEE 30 kV PRODUZIONE CAMPO AGROVOLTAICO VERSO SSE		QUADRO MT 30 kV PRODUZIONE in SSE		
							Den. Linea [formazione] [Corrente utilizzo] [Portata]	Den. Circuito di Arrivo/Smistamento	Den. Linea [formazione] [Corrente utilizzo] [Portata]	Den. Circuito di Arrivo/Smistamento	
C	C1	630	2	1	505	11	L11 3x 1x 120mmq [lb=91A] [lz=220A]	Semiquadro 4	LINEA L4 (3x1x630 mmq) [lb=153A] [lz=579A]	QUADRO MT 30 kV PRODUZIONE in SSE	
	C2	800	3	0	600	12,5					
	C3	1.600	7	0	1.400	30					
	C5	1.600	7	0	1.400	30					
	C4	800	3	1	705	15					L10 3x 1x 120mmq [lb=65A] [lz=220A]
	C6	2.500	11	0	2.200	46					
D	D1	1.250	6	0	1.200	25	L8 3x 1x 50mmq [lb=25A] [lz=150A]	Semiquadro 2	LINEA L2 (3x1x630 mmq) [lb=105A] [lz=579A]	QUADRO MT 30 kV PRODUZIONE in SSE	
E	E1	2.000	8	1	1.705	36	L7 3x 1x 50mmq [lb=40A] [lz=150A]				
	E2	2.000	8	1	1.705	36	L6 3x 1x 50mmq [lb=40A] [lz=150A]				

Mediante dei congiuntori installati nelle varie cabine di raccolta e smistamento previste, è possibile realizzare diverse configurazioni di trasmissione radiale, tutte concepite per evitare il fuori servizio di ciascuna cabina di campo al verificarsi di un eventuale guasto su uno qualsiasi dei tronchi che realizzano i vari anelli aperti, così come meglio evidente nello schema elettrico unifilare di impianto di utenza.

8.4.2 Cabine MT/BT e cavidotti di alimentazione servizi ausiliari

Ogni cabina di campo, in locale separato, ospiterà inoltre le apparecchiature MT/BT necessarie per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei sottocampi ad esse sottesi.

I circuiti di alimentazione MT dedicati all'alimentazione dei servizi ausiliari seguono gli stessi criteri sopra riportati e meglio descritti nel seguito, in maniera particolare nella tavola Schema elettrico unifilare alimentazione ausiliari.

Le cabine di campo sez. ausiliari sono connesse mediante delle reti in MT in cavo interrato con tensione 20 kV gestite ad anello aperto. In condizioni di emergenza si possono avere perciò delle distribuzioni di tipo "radiale semplice", con ogni tronco dimensionato per sopportare la trasmissione dell'intera potenza prodotta dall'insieme delle cabine sottese.

Sono stati infatti previste, nelle Cabine di Raccolta, sez. AUX, dei congiuntori capaci di isolare l'eventuale tronco guasto e deviare l'energia normalmente trasmessa da questo, verso un'altra linea allo scopo adeguatamente dimensionata.

8.5 Criteri per l'individuazione del tracciato

La progettazione delle linee in cavo sotterraneo deve essere improntata a criteri di sicurezza, sia per quanto attiene le modalità di realizzazione sia per quanto concerne la compatibilità in esercizio con le opere interferite. La progettazione deve altresì mirare all'ottimizzazione del tracciato di posa in funzione del costo del cavo in opera, tenendo in particolare considerazione la riduzione dei tempi e dei costi di realizzazione. In base alle disposizioni di legge in materia di affidamento di lavori in appalto, è fatto obbligo commissionare l'esecuzione dei lavori solamente a fronte dell'autorizzazione all'esecuzione degli scavi.

Le distanze di sicurezza da mantenere nei riguardi delle opere interferite, sono desunte dalle norme CEI e dalle norme di legge. Si dovrà privilegiare, nei limiti del possibile, il percorso delle strade pubbliche o aperte al pubblico.



Per definire dettagliatamente il tracciato occorre:

- rilevare, interpellando i proprietari interessati, la posizione degli altri servizi esistenti nel sottosuolo, quali: tubazioni di gas, acquedotti, cavi elettrici o telefonici, fognature ecc.;
- eseguire se necessario anche operazioni di sondaggio del terreno, praticando alcuni scavi ad intervalli opportuni e possibilmente in coincidenza dei punti di derivazione o giunzione;
- verificare la transitabilità dei macchinari.

Le occupazioni longitudinali devono essere di norma realizzate nelle fasce di pertinenza stradale, al di fuori della carreggiata, e possibilmente alla massima distanza dal margine della stessa.

Nella scelta del tracciato di progetto degli elettrodotti si è prediletta la posa su terreni nella disponibilità del proponente, minimizzando le interferenze con manufatti e/o viabilità esistenti.

8.6 Modalità di posa

La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17.

Riguardo la profondità di posa, si hanno quindi questi possibili scenari di installazione:

- min. 0,6 m (su terreno privato);
- min. 0,8 m (su terreno pubblico);
- min. 1 m fino a 1.4 m. (su strada pubblica).

Ogni singola terna verrà installata all'interno di un corrugato di protezione; le due tubazioni saranno nello stesso scavo la cui sezione tipica è rappresentata nelle tavole allegate al progetto.

Le tubazioni saranno opportunamente segnalate nello scavo con nastro monitore riportante la dicitura "Cavi elettrici", posato ad almeno 20 cm dal punto superiore del corrugato di protezione.

I giunti saranno adatti al tipo di cavo e di schermo.

È sempre preferibile ridurre al minimo il numero delle giunzioni, solitamente punti deboli delle condutture.

A tale scopo è necessario scegliere bobine con avvolta la pezzatura di cavo massima praticabile ed effettuando accuratamente i piani di gestione delle bobine.

Il giunto va adagiato sul fondo dello scavo in modo da avere nel piano di posa un supporto continuo per la sua intera lunghezza quindi va ricoperto di uno strato di sabbia del tipo a bassa resistività, verificata previa misura, aggiungendo altro materiale simile fino a sovrastarne la sommità di almeno 10 cm. Il giunto deve



essere contornato completamente, sui fianchi laterali e superiormente, da un cassonetto di mattoni e sabbia del tipo indicato. I tipi di giunti che si consiglia di utilizzare sono quelli di tipo autorestringente. Essi, a fronte di un costo superiore, sono più semplici e rapidi da posare e non hanno parti da termo restringere richiedendo l'uso di cannello di riscaldamento. Sono migliorativi anche dal punto di vista tecnico in quanto seguono meglio le espansioni e contrazioni di natura termica dei cavi. Nelle cabine di partenza/arrivo i cavi saranno terminati con terminali unipolari per interno adatti alla tensione di esercizio di 30 kV ed al tipo di cavo indicato.

8.7 Posa direttamente interrata meccanizzata

La posa del cavo avviene mediante un'apposita macchina che esegue contemporaneamente lo scavo ed il successivo reinterro. Le macchine per la posa meccanizzata possono essere classificate, in base alle modalità di lavoro dell'utensile che utilizzano; in due sistemi:

- taglio del terreno, senza asportazione di materiale (Aratro);
- esecuzione di una trincea di larghezza e profondità uniformi e predeterminate, con asportazione di materiale e contemporaneo riempimento dello scavo (Macchina a catena).

Per poter praticare la posa meccanizzata devono essere verificati:

- transitabilità della macchina: il tracciato deve consentire il passaggio della macchina di posa con cingoli (larghezza d'ingombro massima di 3 m) oltre all'escavatore, alla pala-ruspa e all'autocarro con porta bobina per lo stendimento del cavo sul terreno;
- la natura del terreno: le macchine di posa più comuni sono in grado di operare su terreni di qualsiasi natura e compatti (riconducibili al tipo "roccia tenera") e, per la sola macchina a catena, anche su strade "bianche" o asfaltate; l'esperienza maturata ha evidenziato alcune difficoltà nella posa con macchina a catena in terreni argillosi particolarmente bagnati, in presenza di falda acquifera.

In linea generale questa soluzione riesce più conveniente, rispetto a quelle di tipo tradizionale, nei terreni agricoli nei quali generalmente il tracciato determina un numero modesto di interferenze. Per altri terreni, a parità di numero di interferenze, risulta in genere più conveniente la posa tradizionale.

Di conseguenza occorre preliminarmente verificare che il tracciato deve:

- presentare un limitato numero di interferenze nel sottosuolo al fine di contenere il più possibile le operazioni preparatorie per il transito della macchina stessa;
- interessare aree rurali, sia di pianura che di collina o montagna (pendenza < 30%);

- caratterizzarsi per una ridotta tortuosità; infatti in prossimità di un angolo di deviazione del tracciato particolarmente accentuato il cavo deve essere posato secondo la tecnica tradizionale.

8.8 Criteri di posa entro tubo plastico

Questo tipo di posa deve ritenersi la soluzione da privilegiare nella generalità dei casi.

Rispetto alla soluzione della posa direttamente interrata tradizionale, pur determinando una riduzione della portata del cavo, facilita l'ottenimento delle autorizzazioni allo scavo su suolo pubblico, in particolare per le restrizioni introdotte dal Nuovo Codice della Strada, in applicazione del quale gli Enti proprietari tendono a non autorizzare scavi a cielo aperto di lunghezza rilevante. In ogni caso il diametro interno del tubo e relativi accessori (curve, manicotti, ecc.) non deve essere inferiore a 1,4 volte il diametro del cavo ovvero il diametro circoscritto del fascio di cavi (Norma CEI 11-17).

8.8.1 Collegamenti degli schermi

Il collegamento degli schermi è un fattore molto importante che determina la capacità di trasporto di una linea. Gli schermi possono essere connessi a terra secondo diverse modalità come illustrato di seguito.

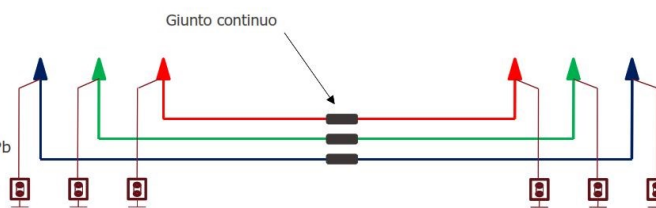
8.8.1.1 Two-Point o Solid Bonding

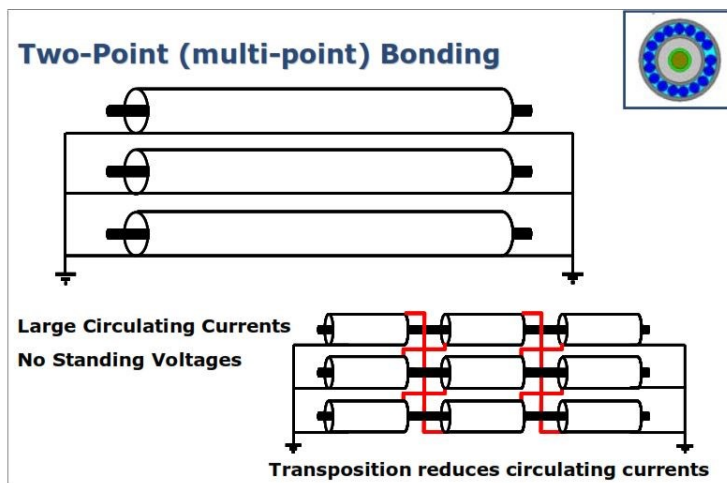
Gli schermi vengono connessi ad entrambe le estremità, oppure eventualmente a distanze regolari lungo il cavidotto realizzando diverse sezioni di messa a terra degli schermi. La corrente circolante nel conduttore principale genera un campo magnetico che si concatena alla guaina metallica.

Solid Bonding

Generalmente utilizzato per correnti fino a 500 A

- Formazione a trifoglio chiuso
- Perdite nelle guaine 5-40% delle perdite nel conduttore
- Perdite nelle guaine di Al > delle perdite nelle guaine di Pb
- Livello di manutenzione basso





La tensione indotta risultante genera una corrente di circolazione, causando perdite per effetto Joule:

$$W_g = R_g \times I_g^2 \quad I_g = \frac{V_g}{Z_g}$$

Contro:

- soprattutto per le linee con elevata lunghezza, negli schermi insorgono delle correnti indotte che causano un surriscaldamento il cavo, limitando la capacità di trasporto dei conduttori e dell'elettrodotto;
- Perdite negli schermi in un range dal 5 al 40% delle perdite che si generano nel conduttore;

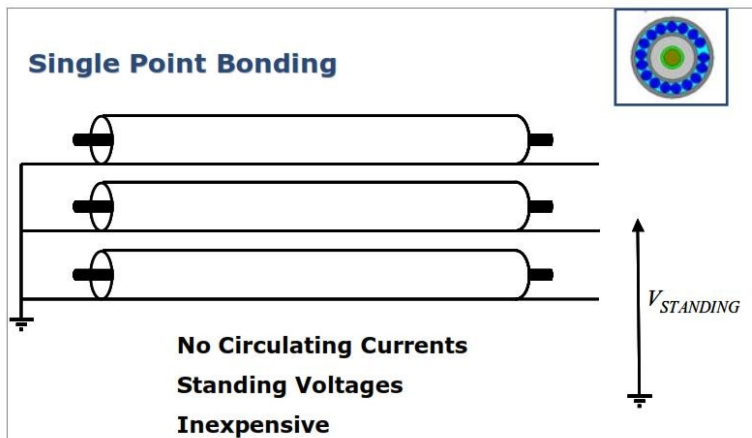
Pro:

- Livello di manutenzione basso.

8.8.1.2 Single Point Bonding

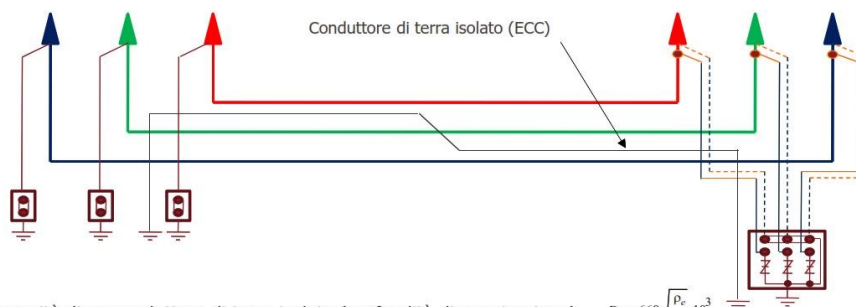
In questa modalità, lo schermo viene connesso a terra ad una sola estremità. All'estremità non connessa a terra si genera una tensione indotta, che per lunghezze significative del cavidotto può raggiungere valori elevati che possono comportare rischi di elettrocuzione. Qualora risulti necessario impedire il trasferimento di potenziali di terra pericolosi da un capo all'altro di un cavo, deve essere interrotta la continuità metallica dello schermo. Ciò si realizza mantenendo scollegato dall'impianto di terra locale un estremo dello schermo in corrispondenza del terminale, ovvero mediante l'esecuzione di appositi giunti di interruzione dello schermo. La presenza di giunti d'isolamento dello schermo di un cavo MT ovvero del collegamento a terra di una sola estremità dello stesso, deve essere segnalata in corrispondenza di entrambe le terminazioni

mediante l'apposizione di cartelli sul cavo. Lo schermo viene connesso a terra mediante scaricatori di sovratensione.



Single Point Bonding

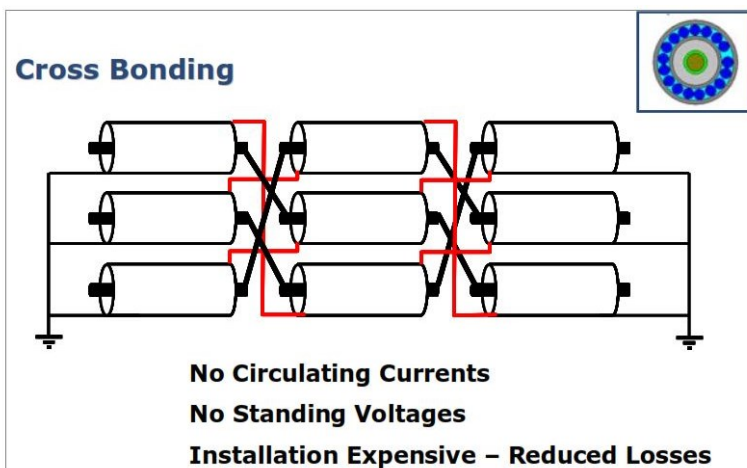
Generalmente utilizzato per correnti > 500 A



- Necessità di un conduttore di terra isolato (profondità di penetrazione) $D_c := 660 \sqrt{\frac{P_c}{J}} \cdot 10^3$
- Perdite nelle guaine metalliche virtualmente nulle (solo perdite per correnti parassite)
- Manutenzione richiesta (scaricatori di tensione e guaina esterna)

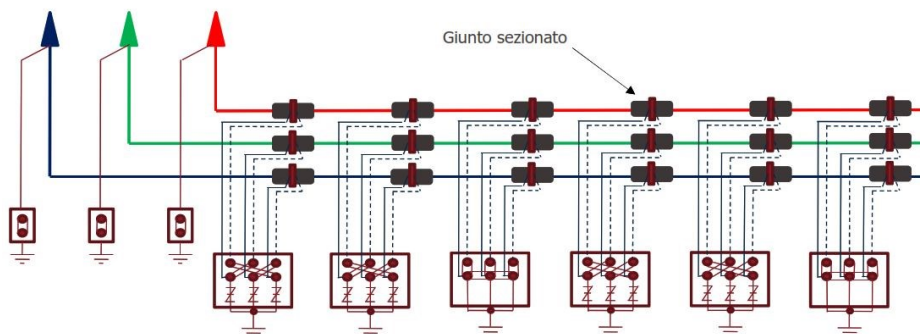
8.8.1.3 Cross Bonding

In questa modalità, gli schermi vengono trasposti a intervalli regolari lungo la lunghezza dell'elettrodotto mediante l'utilizzo di apposite cassette di trasposizione degli schermi. Nel caso di creazione di sezioni di lunghezza non omogenea si forma una corrente di circolazione negli schermi che comporta delle perdite per effetto Joule, anche se sensibilmente ridotte rispetto a quelle che si hanno nel collegamento degli schermi ad entrambe le estremità.



Cross Bonding

Generalmente utilizzato per correnti > 500 A



- Tensione indotta inferiore per formazione a trifoglio anzichè in piano
- Perdite nelle guaine metalliche virtualmente nulle per circuito bilanciato (solo perdite per correnti parassite). Perdite da valutare per circuiti sbilanciati (variazioni di spaziatura e di lunghezza)
- Manutenzione richiesta (scaricatori di tensione e guaina esterna)

8.9 Criteri di protezione

8.9.1 Selettività Logica

Il sistema di protezione sul livello MT vede l'applicazione della selettività logica, la quale permette di ottenere la selettività ottimale tra più protezioni e, inoltre, di ridurre considerevolmente il ritardo di intervento degli interruttori situati più vicino alla sorgente di guasto.

Quando si verifica un guasto in un impianto radiale, la corrente di guasto percorre il circuito situato tra la sorgente e il punto di guasto stesso:

- le protezioni a monte del punto di guasto sono sollecitate;
- le protezioni a valle del punto di guasto non sono sollecitate;

- solo la prima protezione a monte del guasto deve intervenire.

Ad ogni interruttore è associata una protezione in grado di emettere e ricevere un ordine di attesa logica.

Quando una protezione è sollecitata da una corrente di guasto:

- emette un ordine di attesa logica verso le protezioni poste a monte;
- provoca l'intervento dell'interruttore associato se non riceve ordine di attesa logica dalle protezioni poste a valle.

Questo è possibile in quanto i sistemi di protezione associati agli interruttori di protezione sono in grado di scambiarsi delle informazioni che vengono gestite a livello centrale tramite sistemi a microprocessore, con conseguente invio dei comandi di apertura e chiusura delle varie apparecchiature. Ad ogni interruttore è associata infatti una protezione in grado di emettere e ricevere un ordine di attesa logica.

La funzione "attesa logica" corrisponde ad un incremento della temporizzazione della protezione a monte. Per motivi di sicurezza, la durata dell'attesa logica deve essere limitata e ciò permette alla protezione a monte di intervenire in soccorso della protezione a valle non funzionante (intervento di rinalzo). A questo proposito oltre alla temporizzazione di intervento T1 sono normalmente previste altre due temporizzazioni:

- T2: il ritardo T2 è quello massimo di presa in conto dell'attività logica da parte della protezione a monte (N+1) in caso di intervento della protezione a valle;
- T3 è il tempo di permanenza dell'ordine di attesa logica dopo l'emissione del comando di apertura dell'interruttore associato.

Questo procedimento di selettività è molto sicuro: un mancato funzionamento non può, in alcun caso, estendersi all'insieme dell'impianto. Inoltre, essendo il sistema indipendente dal numero di livelli protetti, la progettazione degli impianti è effettuata in funzione dei bisogni reali dell'utilizzatore e non in funzione delle esigenze del distributore. Di realizzazione poco complessa, la selettività logica si adatta senza difficoltà tanto alle installazioni in corso di progettazione che a quelle già esistenti. In effetti essa permette successive estensioni senza modificare le regolazioni già adottate e necessita di un semplice cavetto di collegamento tramite doppino tra quadro a valle e quadro a monte per trasmettere le informazioni logiche.

Il vantaggio più importante della selettività logica, rimane comunque quello di permettere di ottenere tempi di intervento non cumulati sull'insieme dell'impianto, dalle partenze principali della bassa tensione fino all'alta tensione. Per comprendere nel dettaglio le varie logiche di funzionamento possibili, si rimanda alla specifica letteratura di settore. Di seguito vengono riportate in maniera sintetica le logiche generali utilizzate nell'impianto.

8.9.2 Sistema di distribuzione radiale

Oltre alla selettività di intervento delle protezioni, che è la funzione principale del sistema, la rapidità di intervento ottenuta mediante la selettività logica permette di ridurre le esigenze di tenuta al corto-circuito dei conduttori, delle apparecchiature, dei trasformatori di corrente, ecc. in termini economicamente apprezzabili.

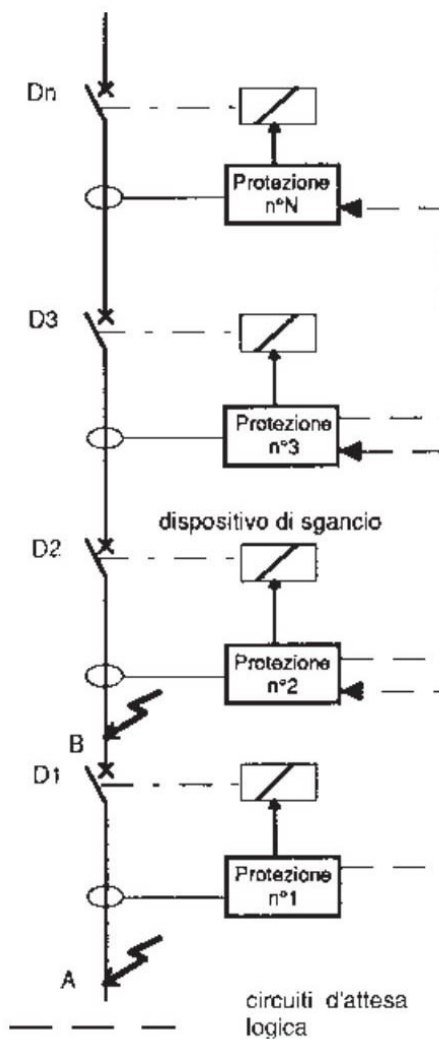
La figura seguente descrive in maniera semplificata una distribuzione radiale (si è rappresentato un solo interruttore per quadro).

Nel caso esemplificativo riportato, in caso di guasto al punto A:

- le protezioni in D1, D2, D3...DN sono sollecitate;
- la protezione in D1 emette un ordine di attesa logica verso monte e un ordine di apertura all'interruttore D1;
- le protezioni in D2, D3...DN emettono un ordine di attesa logica da valle verso monte e ricevono un ordine di attesa logica che impedisce loro di impartire l'ordine di apertura agli interruttori associati (il ragionamento si interrompe quando la protezione DN ha una regolazione tale per cui la corrente di guasto non raggiunge la sua soglia di intervento I_r).
- L'interruttore D1 elimina il guasto in A nell'intervallo di tempo che comprende la temporizzazione (ritardo) della protezione in D1, oltre al tempo di apertura della protezione D1 e al tempo di inerzia della protezione in D1.

Nel caso esemplificativo riportato, in caso di guasto al punto B:

- la protezione in D1 non è sollecitata;
- le protezioni in D2, D3...DN sono sollecitate ed emettono un ordine di attesa logica verso monte;
- Solo la protezione D2 non riceve alcun ordine di attesa logica ed emette un ordine di apertura.
- L'interruttore in D2 elimina il guasto in B



Schema di selettività logica per la protezione di sistemi radiali semplici

8.9.3 Cavi in parallelo

Lo schema della figura seguente rappresenta due cabine connesse da due cavi in parallelo.

Se si manifesta un corto-circuito al punto A, è necessario che si aprano gli interruttori in D2 e D4, e loro soltanto, in modo da isolare il cavo guasto e continuare ad alimentare la cabina.

Per questo gli ordini di attesa logica scambiati dalle protezioni sono orientati per mezzo di relé direzionali.

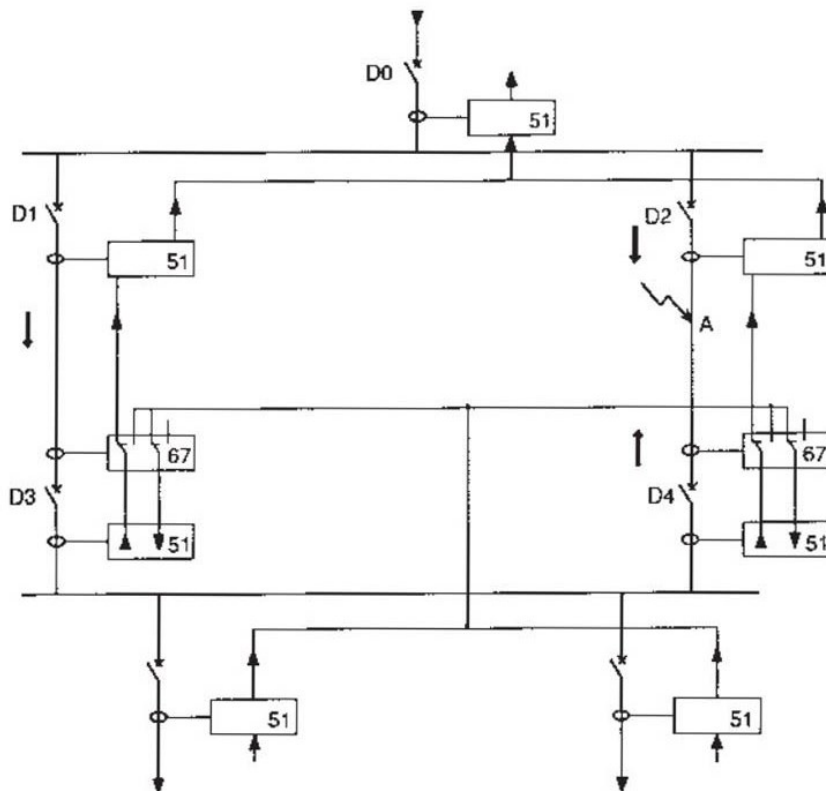
La denominazione relé direzionale può indicare:

- sia una protezione elettronica a tecnologia statica analogica, in grado di realizzare la selettività logica
- sia una funzione programmata in una protezione a tecnologia numerica a microprocessore.



L'esame dello schema mostra che le protezioni associate agli interruttori da D0 a D4 vedono tutte il guasto: esse emettono dunque un ordine di attesa logica.

Dal momento che il relé direzionale associato a D4 ha commutato, gli ordini di attesa logica sono trasmessi in modo che solo gli interruttori in D2 e D4 intervengano.



Schema di selettività logica per la protezione di cavi in parallelo

8.9.4 Distribuzione in anello

Lo schema seguente descrive invece il principio di utilizzazione del sistema di selettività logica nel caso di distribuzione in anello utilizzando dei relé direzionali.



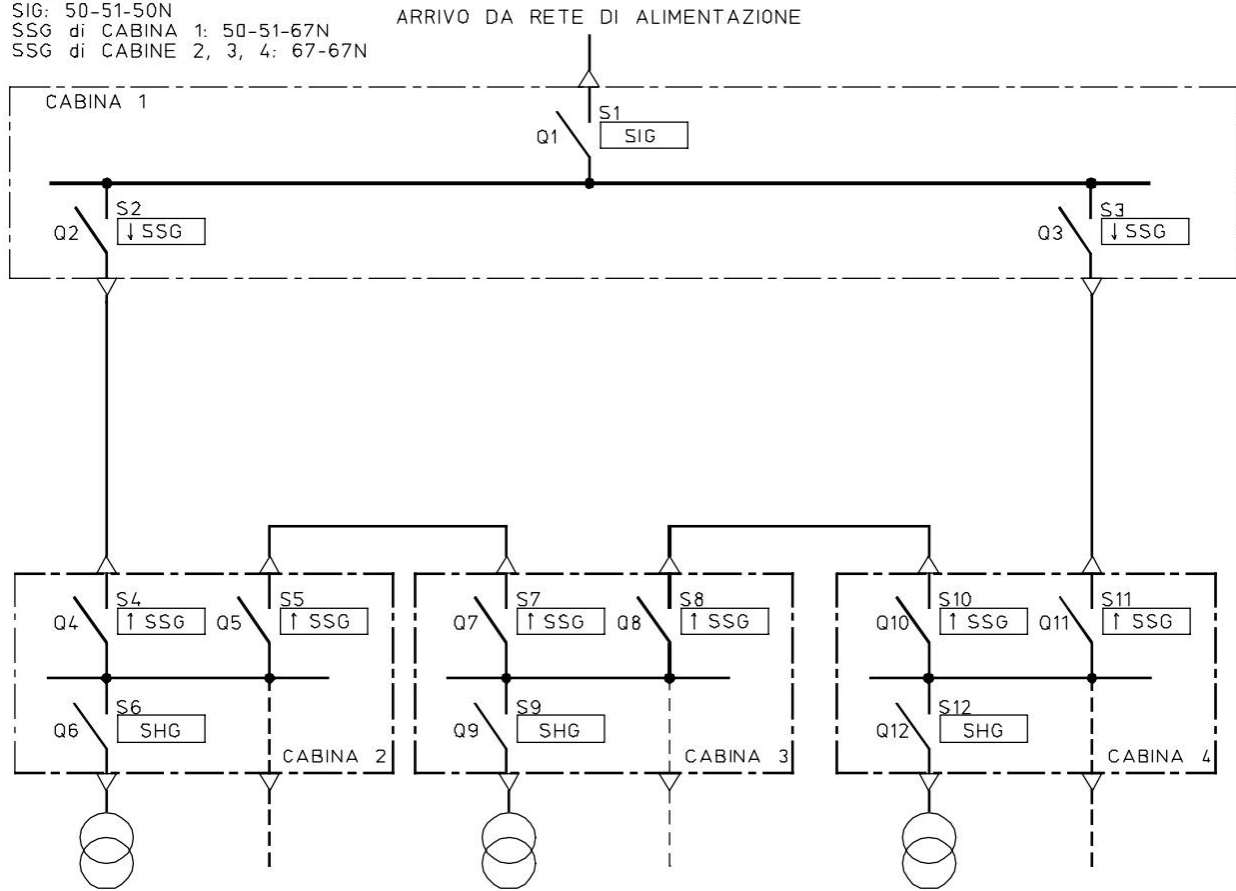
FUNZIONI DI PROTEZIONE

SHG: 50-51-50N

SIG: 50-51-50N

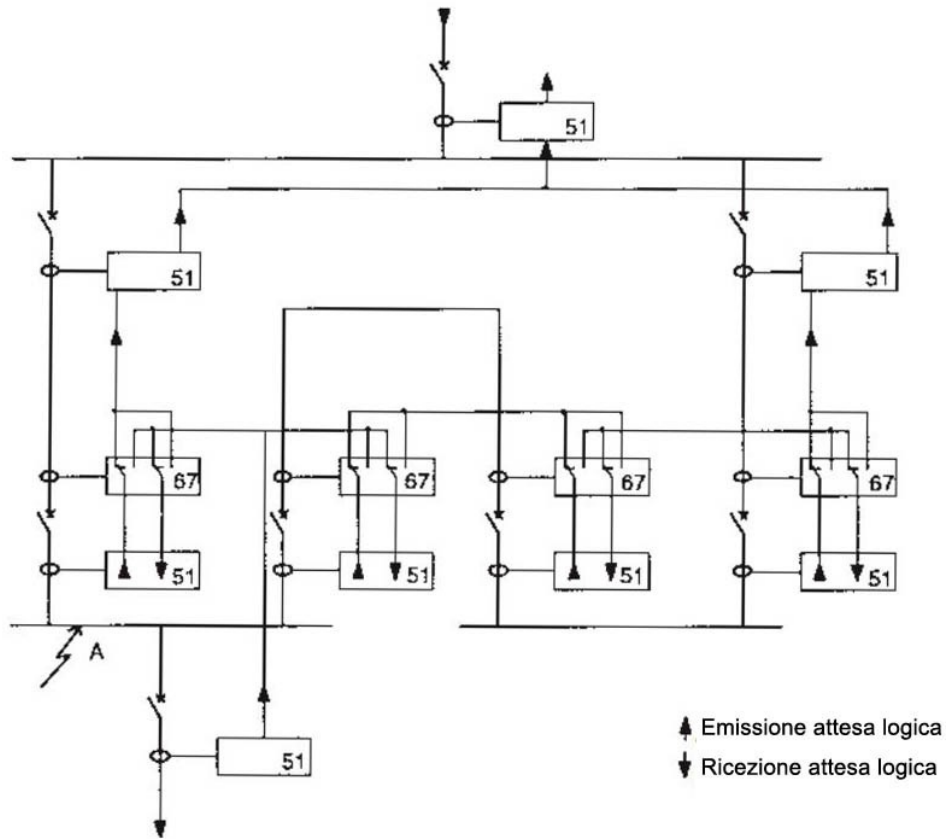
SSG di CABINA 1: 50-51-67N

SSG di CABINE 2, 3, 4: 67-67N



Schema unifilare di principio per la protezione di reti in anello





Schema di selettività logica per la protezione di cavi in anello





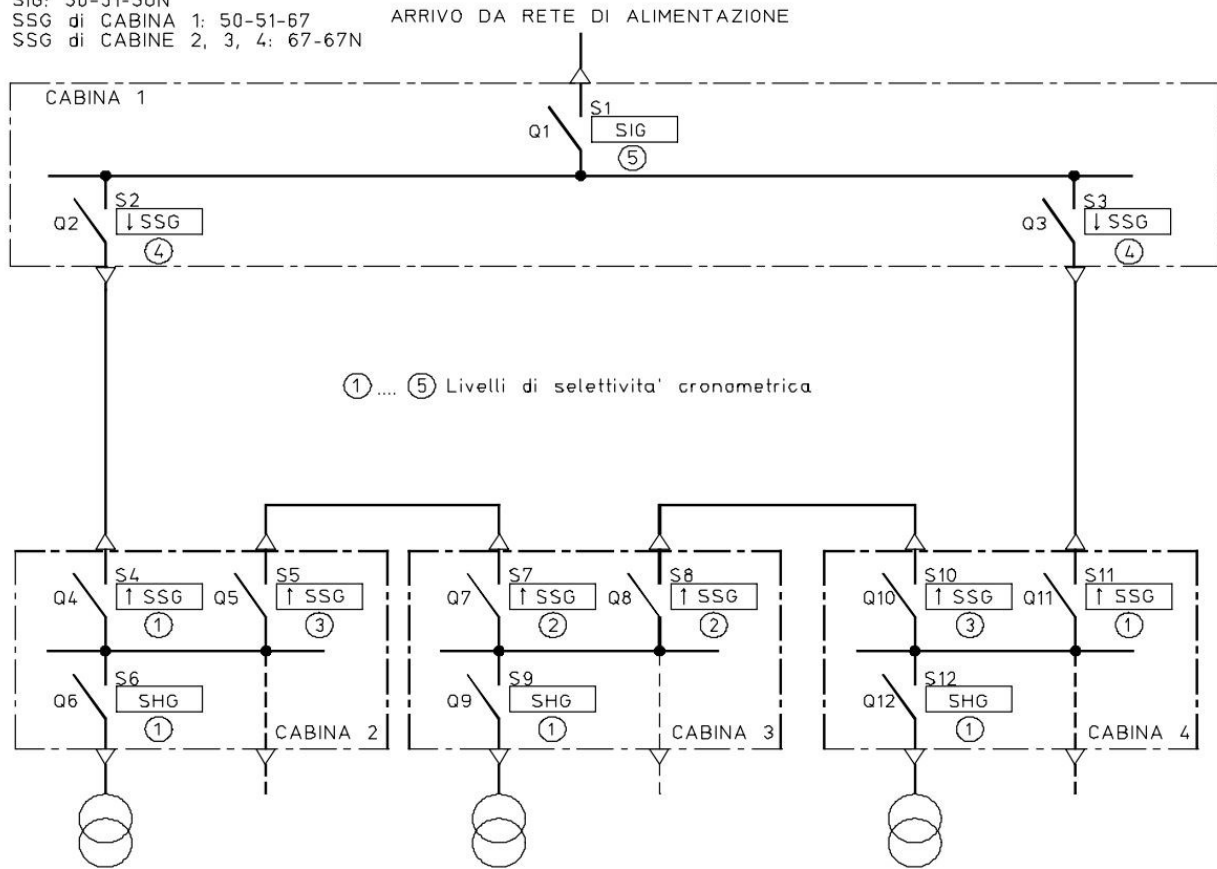
FUNZIONI DI PROTEZIONE

SHG: 50-51-50N

SIG: 50-51-50N

SSG di CABINA 1: 50-51-67

SSG di CABINE 2, 3, 4: 67-67N



① ⑤ Livelli di selettività cronometrica

Schema di selettività cronometrica per la protezione di cavi in anello



8.9.5 Direttive TERNA - Criteri di protezione e taratura della centrale fotovoltaica

Il sistema di protezione della Centrale Fotovoltaica include gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

La Centrale deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Gli inverter di una Centrale Fotovoltaica devono poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a $P_n \cdot 2s$.

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter.

Ogni Centrale Fotovoltaica deve contribuire all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale deve essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto nel documento [A.11]. Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, devono essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della Centrale.

In ogni caso, il Gestore può richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire a Terna su richiesta.



Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità dell'intero sistema elettrico. Pertanto, tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento garantito indicato al paragrafo 6.3 "Insensibilità alle variazioni di tensione". All'interno di tale campo l'impianto deve poter funzionare senza danneggiamenti.

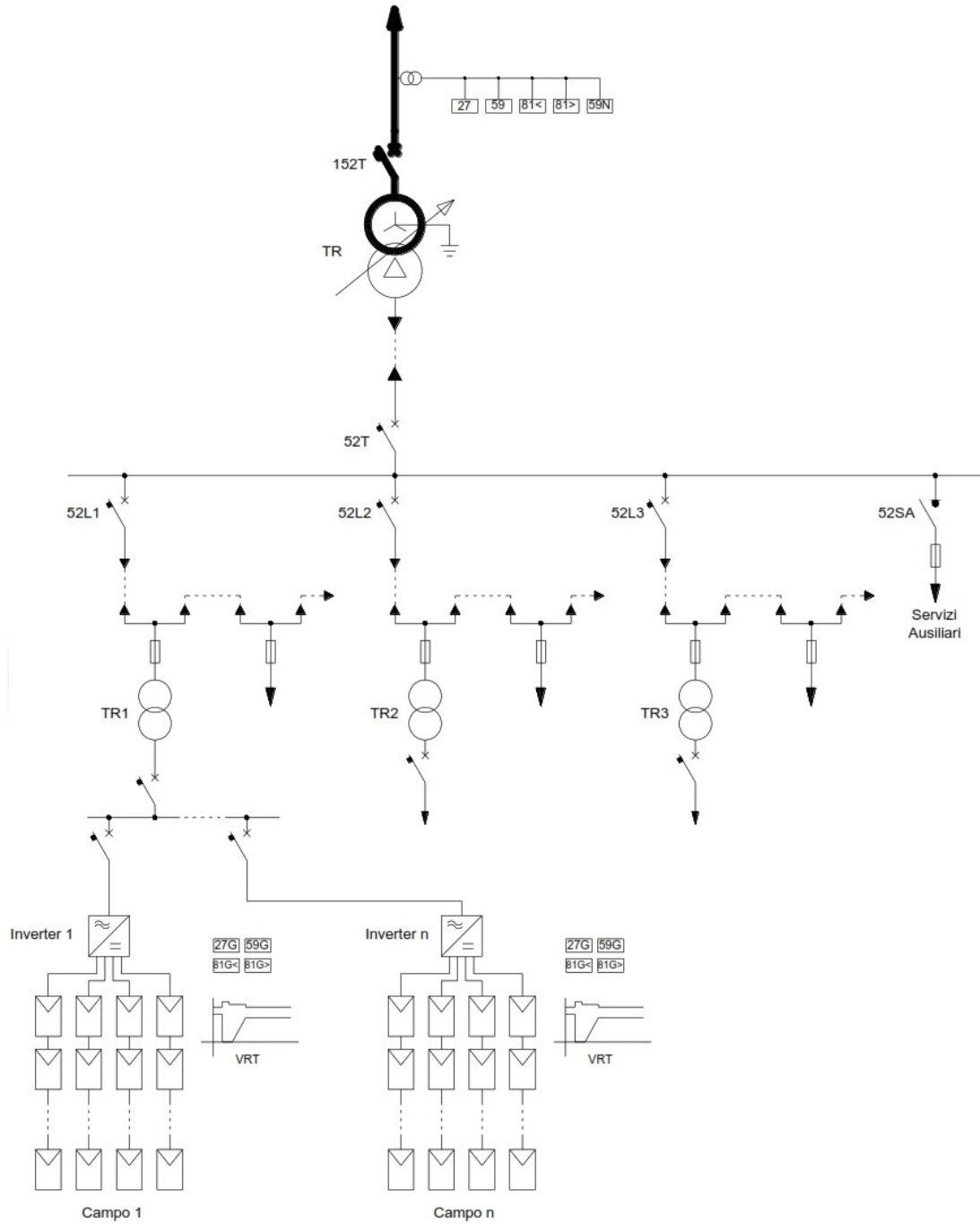
Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Fotovoltaiche.

Alle Centrali Fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

Nella Figura seguente è rappresentata una connessione tipica con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto è connesso.

Per ulteriori specifiche si faccia riferimento all'Allegato A68 al Codice di Rete Terna.





– Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di una Centrale Fotovoltaica

8.10 Cavidotti MT di connessione dall'impianto di produzione alla SSE di connessione alla RTN

8.10.1 Introduzione

Le linee MT a 30 kV provenienti dai circuiti asserviti ai singoli sottocampi e/o a gruppi di sottocampi, così come meglio evidente soprattutto nello schema elettrico unifilare di impianto, sono connesse a una "Cabina di Raccolta e Smistamento Generale" da cui partono n.4 linee elettriche in cavo MT interrato verso la SSE AT/MT di Utenza e quindi verso il punto di consegna alla RTN; da questa partono n.4 linee elettriche in cavo interrato in formazione $3 \times (1 \times 630 \text{ mm}^2)$ le quali, a mezzo di opportuni collegamenti elettrici suddivisi in "Semiquadri", sono predisposte per la trasmissione della totalità dell'energia elettrica prodotta dai sottocampi nello scenario di esercizio normale nonché la trasmissione della totalità dell'energia elettrica prodotta dai sottocampi nello scenario di funzionamento in emergenza, ovvero con diverse linee di trasmissione in MT verso la SSE, e non solo, fuori servizio.




Sono infatti state simulate, per i vari scenari di esercizio, le condizioni di lavoro dei cavidotti previsti, verificandone l'idoneità al funzionamento delle varie condizioni di lavoro possibili.

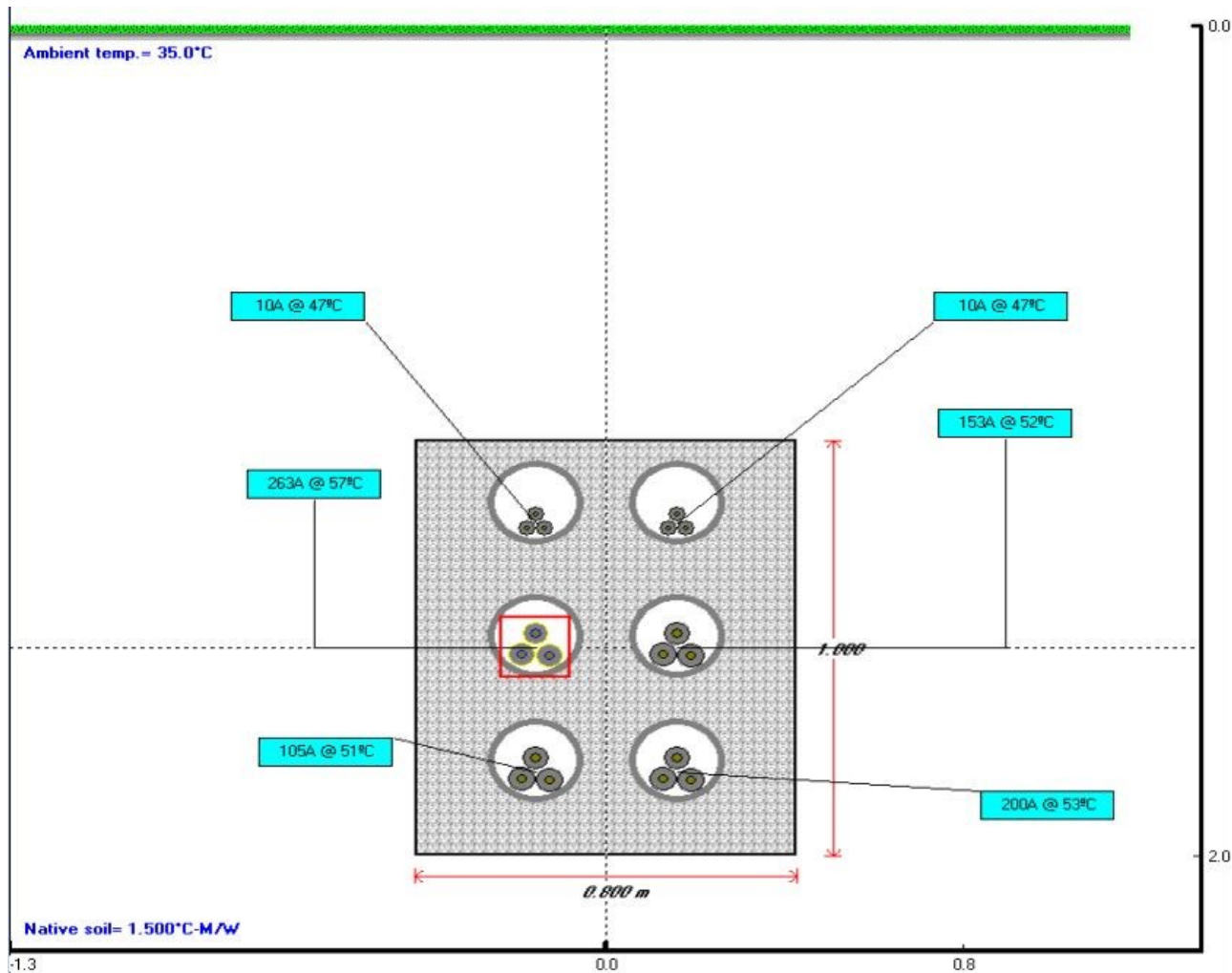
8.10.2 Scenario di esercizio normale di progetto – Condizioni di esercizio

Nello scenario di esercizio normale, così come meglio evidente soprattutto nello schema elettrico unifilare di impianto, le n.4 linee elettriche in cavo interrato in formazione $3 \times (1 \times 630 \text{ mm}^2)$ sono percorse al massimo dalle seguenti correnti di esercizio; nella simulazione sono state anche inserite le n.2 terne di cavi MT a 20 kV necessarie per alimentare i servizi ausiliari del campo FV che sono derivate dalla SSE di Utenza.

Denominazione linea	Corrente di esercizio	Condizione
L1	263A	In esercizio
L2	105A	In esercizio
L3	200A	In esercizio
L4	153A	In esercizio
AUX1	10A	In esercizio
AUX2	10A	In esercizio

Nello scenario proposto, si hanno le seguenti temperature di esercizio dei cavi:

Progettazione civile e inserimento ambientale		Agromonia e studi culturali	Progettazione elettrica
 Arch. Andrea Giuffrida	 SOCIETÀ DI INGEGNERIA	Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida	 IMPIANTI FOTOVOLTAICI, EDUCI E TECNOLOGICI

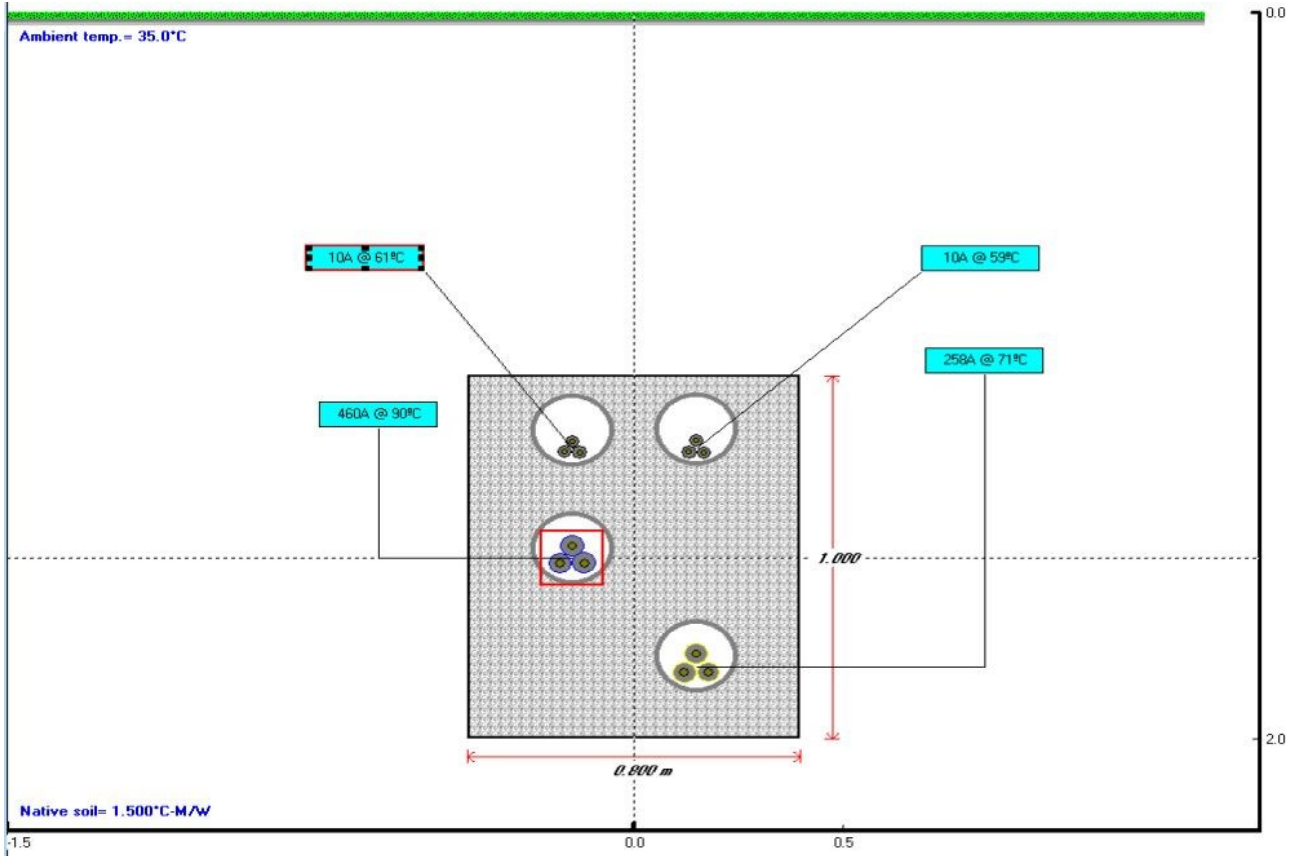


8.10.3 Scenari di esercizio in emergenza - Condizioni di esercizio previsti da progetto

Lo scenario di esercizio più gravoso, prevede:

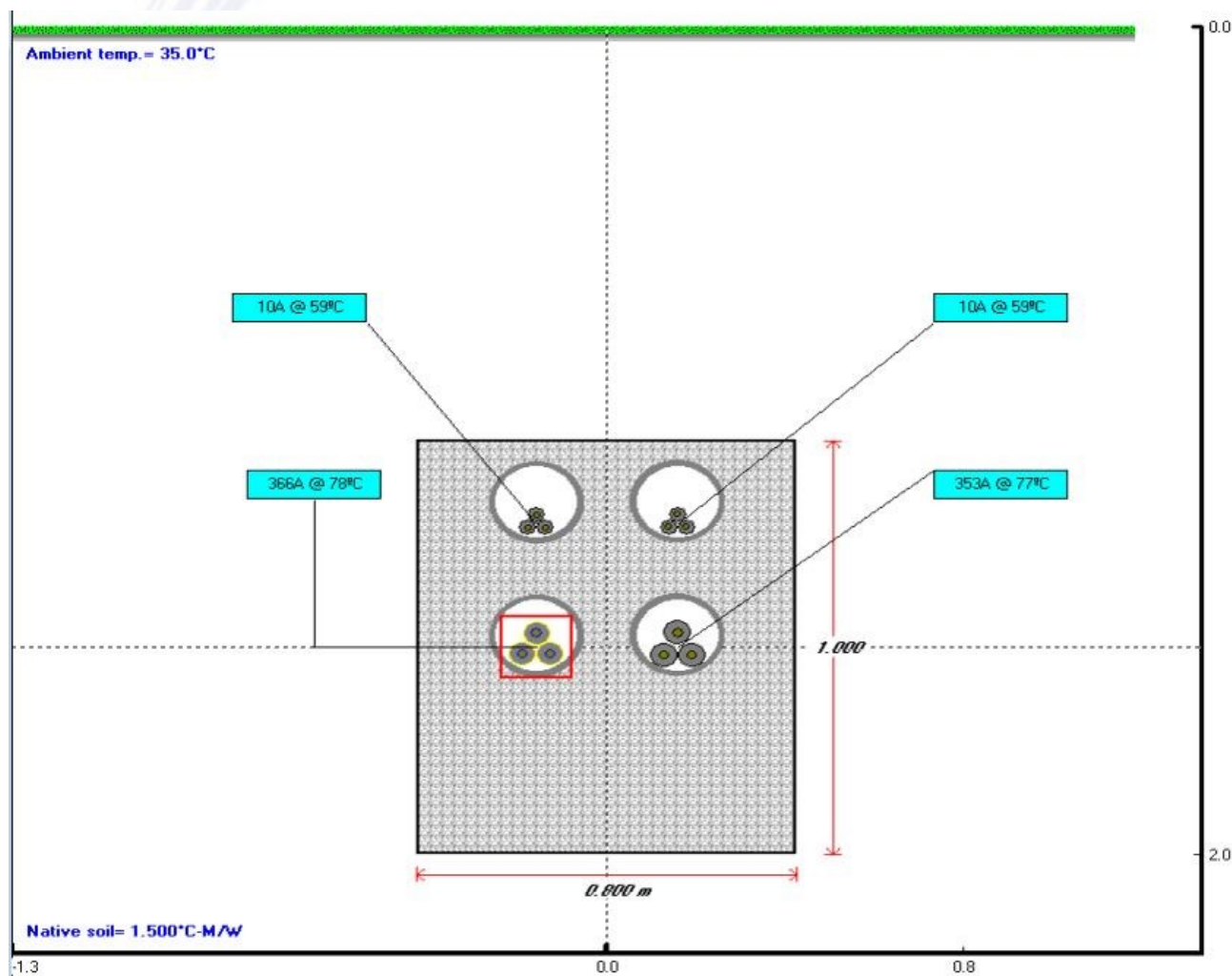
Denominazione linea	Corrente di esercizio	Condizione
L1	461A	In esercizio (L9, C1 Fuori servizio)
L2	0	Fuori servizio
L3	258A	In esercizio
L4	0	Fuori servizio (L2, L4 Fuori servizio)
AUX1	10A	In esercizio

AUX2	10A	In esercizio
------	-----	--------------



Lo scenario di esercizio in emergenza più equilibrato, prevede:

Denominazione linea	Corrente di esercizio	Condizione
L1	366A	In esercizio (L2, C2 Fuori servizio)
L2	0	Fuori servizio
L3	0	Fuori servizio
L4	353A	In esercizio (C2,C4,L2, L3 Fuori servizio)





9 Opere per la connessione alla RTN

9.1 Inquadramento e proposta per la connessione alla RTN

Si riportano di seguito informazioni sommarie; per ulteriori dettagli e specifiche si vedano gli elaborati specifici.

Sulla base delle informazioni ricevute con STMG codice pratica 201800477, prot. GRUPPO TERNA/P20190001482-08/01/2019, l'impianto si dovrà collegare alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso una connessione in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (S.E.) 380/150 kV della RTN, denominata "Gravina 380", da inserire in entra - esce sulla linea a 380 kV "Genzano380-Matera".

In stretta adiacenza alla sopra citata nuova stazione 380/150 kV di proprietà di Terna SpA sarà realizzata una nuova Sottostazione di Utenza (SSE) per ricezione a 150 kV e per la trasformazione 150/30 kV comprendente l'impianto di utenza per la connessione; tale impianto si rende necessario per adattare l'energia elettrica in MT a 30 kV proveniente dal campo fotovoltaico al livello di tensione di 150 kV necessario per la connessione alla RTN.

Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete, lo stallo di consegna produttore reso disponibile da Terna all'interno della nuova S.E. 380/150 kV verrà condiviso con altri produttori tra i quali è stato già sottoscritto un accordo quadro per la condivisione delle infrastrutture comuni necessarie per la connessione dei propri impianti alla RTN.

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/eIV99/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV (che consta di un collegamento in cavo AT interrato) per il collegamento della Sottostazione di Utenza condivisa alla sopra citata nuova Stazione della RTN 380/150 Kv, ed anche le ulteriori infrastrutture in ATe MT a valle, costituiscono impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella Stazione RTN 380/150 kV costituisce impianto di rete per la connessione.

La Stazione della RTN 380/150 kV sarà di proprietà di Terna S.p.A., nonché i relativi raccordi AT 380 kV, verranno ricompresi tra le opere pubbliche con diritto di connessione di terza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Progettazione civile e inserimento ambientale



Arch. Andrea Giuffrida



Agronomia e studi culturali

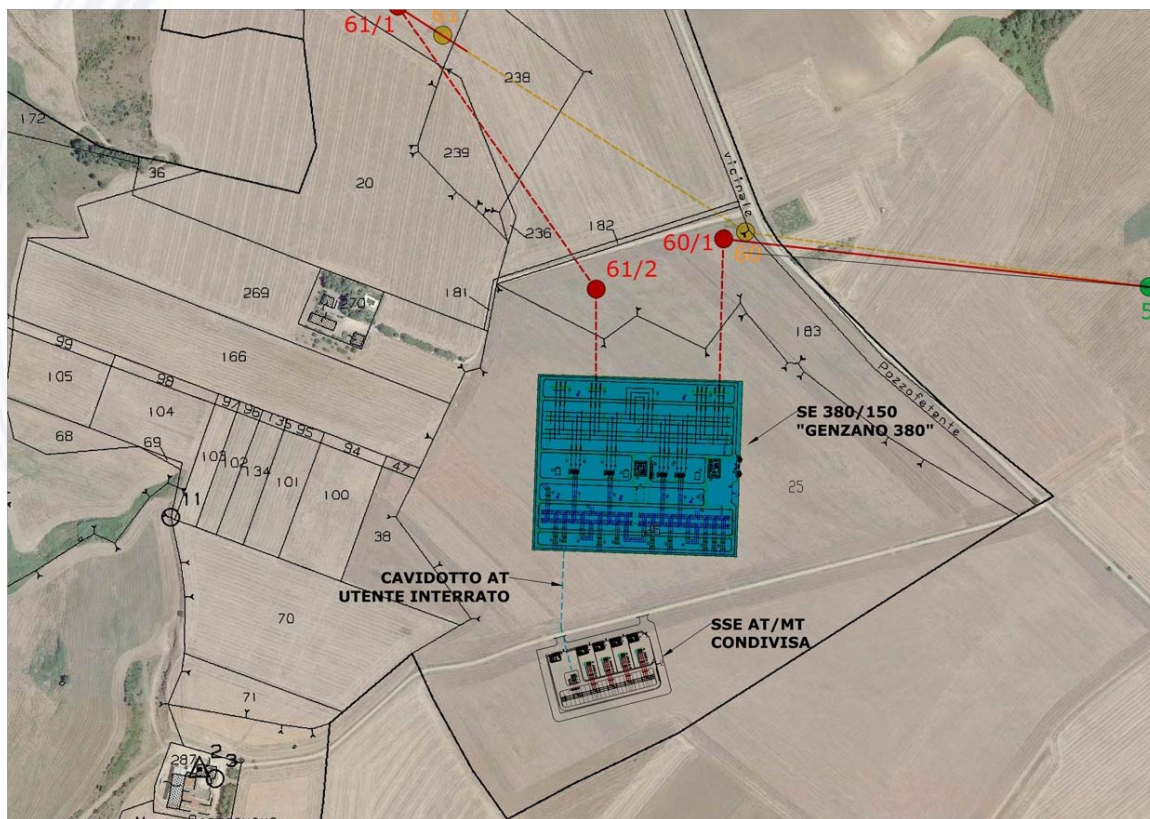
Dott. Agr. Gianfranco Giuffrida

Progettazione elettrica



DATI CATASTALI DELL'AREA DESTINATA ALLA NUOVA STAZIONE 380/150 "Gravina 380" di TERNA E DELLA SSE DI UTENZA NONCHE' DEL CAVIDOTTO AT INTERRATO DI CONNESSIONE

COMUNE CATASTALE	FOGLIO	PARTICELLA	DISPONIBILITA' PRODUTTORE
Gravina in Puglia	111	25	NO Apposizione del vincolo preordinato all'esproprio
COORDINATE DELL'AREA DESTINATA ALLA NUOVA SSE DI UTENZA			
	GRADI DECIMALI	UTM ZONA 33T	
Latitudine	40.780083° E	614750.82 m E	
Longitudine	16.359903° N	4515234.21 m N	



Planimetria generale delle opere da realizzare su ortofoto e su stralcio foglio di mappa 111 del Comune di Gravina in Puglia (BA)

La nuova SSE, inoltre, dovrà essere alimentata da una nuova connessione in MT a 20 kV, nella titolarità di e-distribuzione S.p.A., che si rende necessaria per l'alimentazione dei servizi ausiliari della costruenda SSE.; per l'alimentazione dei servizi ausiliari della SSE verrà quindi realizzata una nuova Cabina di Consegna MT, che sarà

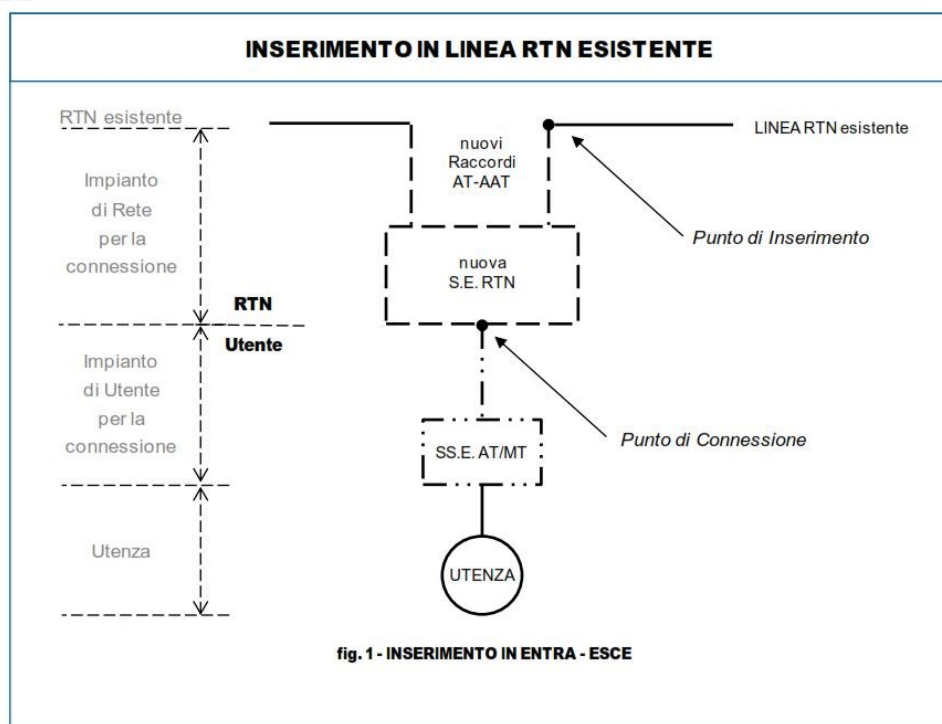


collocata all'interno del locale servizi e comandi afferente sia allo stallo arrivo cavo AT condiviso, che all'interno del locale servizi e comandi afferente all'area di trasformazione AT/MT di Utenza.

Detta Cabina di Consegna, come si vedrà nel seguito, potrà essere alimentata anche da una seconda sorgente in MT distinta dalla principale per consentire un'alimentazione di emergenza, garantita in ogni caso dalla presenza di un gruppo elettrogeno nonché da un sistema di accumulo dedicato.

9.2 Schema di connessione

Lo schema di connessione dell'impianto agrivoltaico prevede il collegamento alla RTN a 150 kV mediante connessione in antenna a una nuova Stazione della RTN 380/150 kV di proprietà Terna da inserire in entra-esce su linea esistente a 380 kV "Genzano380-Matera", come da schema esemplificativo riportato di seguito.



Schema a blocchi esemplificativo per la connessione dell'impianto agrivoltaico in oggetto.

9.2.1 Razionalizzazione delle opere di Rete

Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle opere di rete, è già stato sottoscritto con un altro produttore un "Accordo di condivisione stallo consegna e stazione utente a 150 kV". Le opere di connessione proposte, perciò, si riferiscono alla connessione di diversi impianti di produzione che utilizzeranno un singolo stallo reso disponibile da Terna per la connessione alla rete dei predetti impianti. La Stazione AT di Utenza a 150



kV prevede, oltre alle opere necessarie alla connessione alla RTN a 150 kV degli impianti dei produttori tra i quali è già stato sottoscritto un accordo di condivisione, anche le opere necessarie per la connessione di ulteriori produttori da identificarsi, al fine di massimizzare l'utilizzo della potenza massima resa disponibile sullo stallo consegna nella Stazione 380/150 kV Terna, all'interno della quale verrà reso disponibile uno *Stallo Produttore* al quale verranno connessi, oltre all'impianto di cui al presente progetto e come già specificato in precedenza, anche ulteriori impianti di produzione di soggetti terzi in forza di un accordo di "condivisione stallo" sottoscritto tra i produttori interessati.

