

REGIONE PIEMONTE

Provincia di Vercelli
Comune di Formigliana

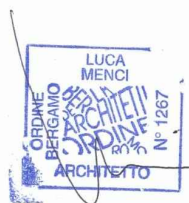
PARCO FOTOVOLTAICO DELLA BENNA
Valutazione di Impatto Ambientale
ai sensi
del d.lgs 152/2006, art.23, Titolo III, parte seconda

COORDINAMENTO GENERALE



REN SOLAR ONE S.r.l.
mail: info@rensolar.it
P.IVA: 09897240967

PROGETTISTA



Arch. Luca Menci
mail: lucamenci@studiomenci.com

PROPONENTE



MYT DEVELOPMENTS INITIATIVES
mail: mytdevelopment@legalmail.it
P.IVA: 12146120964

OGGETTO

3. Descrizione dell'opera - stato di fatto e progetto

TITOLO

3.1 Relazione tecnica - illustrativa

CODICE ELABORATO

FOR_3.1_DO_0

DATA
Luglio 2023

SCALA

-

FORMATO

A4

REDATTO DA
Lorenzo Mutti

APPROVATO DA
Luca Menci

TIMBRI E FIRME



INDICE

1	PREMESSA	1
2	SCOPO DEL DOCUMENTO	1
2.1	LOCALIZZAZIONE	2
2.2	IMPIANTO FOTOVOLTAICO	4
2.3	TERMINOLOGIA	6
3	PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	8
3.1	ARCHITETTURA GENERALE DELL'IMPIANTO	8
3.2	CONFIGURAZIONE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	8
3.3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	9
3.4	DATI TECNICI DI PROGETTO	10
3.5	ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	11
4	SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	12
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI	12
4.2	GRUPPO DI CONVERSIONE – INVERTER	15
4.3	COMBINER BOX	19
4.4	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA	20
4.4.1	DISPOSITIVO DEL GENERATORE	20
4.4.2	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA	20
4.4.3	DISPOSITIVO GENERALE	20
4.5	OPERE CIVILI	20
4.5.1	CAVIDOTTO	20
4.5.2	RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE BT CC E CA	21
4.5.3	RETE DI AT	22
4.5.4	CAVI ELETTRICI E DI CABLAGGIO	23
4.5.5	STRUTTURE DI SUPPORTO (TRACKER)	23
4.5.6	RECINZIONE, PARCHEGGI, AREE DI CANTIERE, ZONE DI TRANSITO	23
4.5.7	CABINE PREFABBRICATE	24
4.6	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	25
4.6.1	PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO CC DELL'IMPIANTO	25
4.6.2	PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO CC	25
4.6.3	PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI	25
4.6.4	SICUREZZE SUL LATO CA DELL'IMPIANTO	25
4.6.5	PREVENZIONE FUNZIONAMENTO IN ISOLA	25
4.6.6	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA	26

4.6.7	ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA ED ILLUMINAZIONE	26
4.6.8	SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO.....	26
5	INDICAZIONE DELLA PRODUTTIVITÀ E DELLE EMISSIONI DI CO ₂ EVITATE.....	27
6	FASI REALIZZATIVE	38
6.1	OPERE STRUTTURALI	38
6.2	OPERE IMPIANTISTICHE	38
6.3	DETTAGLI E PARTICOLARI.....	38
6.4	OPERE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE AMBIENTALE.....	38
7	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE.....	38
8	APPROFONDIMENTI SPECIALISTICI	38
9	CRONOPROGRAMMA	38
10	COMPUTO METRICO ESTIMATIVO.....	38
11	QUADRO ECONOMICO RIASSUNTIVO	39
12	STIMA DEI COSTI	39
13	DISMISSIONE E RIPRISTINO DELL'AREA.....	39

1 PREMESSA

La proponente MYT DEVELOPMENT INITIATIVES S.r.l., nasce come società di scopo della controllante METKA EGN, sviluppatore leader a livello mondiale per progetti di accumulo di energia e solare su scala industriale.

METKA EGN è esperta nell'intera gamma di applicazioni di energia solare, che vanno dai parchi solari autonomi a progetti complessi con accumulo di energia integrata. L'esperienza decennale del gruppo MYTILINEOS nel settore termoelettrico, la rende un partner ideale per applicazioni ibride, che combinano i vantaggi delle fonti di energia rinnovabile con la produzione di energia convenzionale. Nell'ambito delle infrastrutture elettriche, dispone di una significativa esperienza e capacità ingegneristiche essenziali per il successo dell'integrazione dell'energia solare nella rete.

Questa relazione ha lo scopo di fornire una descrizione tecnico-illustrativa generale di progetto per la realizzazione di un impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica.

2 SCOPO DEL DOCUMENTO

Questa relazione ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica-illustrativa generale di progetto per la realizzazione di un impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica.

Il progetto definitivo prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di **61230 kWp in corrente continua e 58800 kVA in corrente alternata** da installarsi su un'area a forte connotazione agricola nei pressi del Comune di Formigliana (VC). L'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia elettrica senza emissione di alcuna sostanza inquinante;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- disponibilità dell'energia anche in località disagiate o lontane dalle grandi dorsali elettriche.

Al fine di ottenere i massimi vantaggi possibili, sia in termini economici che di impatto ambientale, gli impianti sono progettati per essere realizzati con materiali di eccellente qualità, in grado di ottenere elevate prestazioni, minimi ingombri, riciclabilità dei componenti, durata illimitata, bassi costi di gestione e manutenzione. In quest'ottica i moduli da utilizzare saranno in silicio monocristallino ad alta efficienza, le strutture di sostegno in materiale resiliente nel tempo e, oltre a ciò, gli impianti dovranno essere divisi in più sottocampi, associati a più gruppi di conversione in modo tale da permettere un buon equilibrio tra ingombri, efficienza, continuità del servizio e possibilità di monitoraggio delle singole parti dell'impianto.

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici sono: la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte (dovute all'assenza di parti in movimento o alla semplicità di esse), la semplicità d'utilizzo, e un impatto ambientale estremamente basso. L'unico reale impatto ambientale durante la fase di esercizio, è rappresentato dall'occupazione di superficie. Gli impianti fotovoltaici sono, inoltre, esenti da vibrazioni ed emissioni sonore e se ben integrati, non deturpano l'ambiente ma consentono di riutilizzare e recuperare superfici e spazi altrimenti inutilizzati.

Il progetto si inserisce nel quadro degli interventi finalizzati alla riduzione dell'inquinamento atmosferico e al risparmio energetico.

Dalla realizzazione del progetto deriveranno benefici di tipo energetico, ambientale e socio-economico, così brevemente riassunti:

- miglioramento della situazione ambientale;
- abbattimento delle emissioni inquinanti e risparmio di combustibili fossili;
- bassi costi di esercizio e manutenzione;
- nessun inquinamento acustico;

- miglioramento dell'efficienza economica attraverso il contenimento dei costi energetici, per il tempo di vita dell'impianto, stimato in 30 anni;
- possibilità di sviluppo di impiego nel settore degli installatori e manutentori a scala locale.

2.1 LOCALIZZAZIONE

Il sito scelto per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è localizzato quasi totalmente nel Comune di Formigliana (VC); solo una piccola parte residuale ricade all'interno del limitrofo comune di Carisio (VC). Le coordinate geografiche sono le seguenti:

- Latitudine: **45° 26' 36.24" N**
- Longitudine: **8° 14' 35.19" E**
- Altitudine: **tra i 176 m e i 182 m s.l.m.**
- Superficie catastale: **110,09 ha**
- Superficie sfruttabile: **67,44 ha**

Il sito oggetto della presente relazione tecnica è censito al catasto terreni dei comuni di Formigliana (VC) e Carisio (VC) come di seguito riportato:

Comune di Formigliana:

- Foglio 1, Mappali: **1, 2, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162;**
- Foglio 2, Mappali: **20, 21, 22, 27, 28, 29, 39, 40, 53, 54, 85, 86, 87, 88, 91, 92, 93, 102, 133, 136, 150, 152, 154, 155, 156, 158, 168;**
- Foglio 6, Mappali: **4, 11, 12, 99, 104, 390, 392, 394;**

Comune di Carisio:

- Foglio 1, Mappale **34**



Inquadramento catastale dell'area d'intervento

Le opere impiantistiche si inseriscono all'interno di aree agricole e, più precisamente, in aree destinate alla risicoltura.

Il Comune di Formigliana (501 abitanti, al 31/12/2021), laddove si concentra la quasi totalità della presente proposta progettuale, è localizzato nel territorio amministrativo della provincia di Vercelli, in Piemonte. Il comune dista circa 18 chilometri dal capoluogo di provincia. Il suo territorio confina con le limitrofe amministrazioni comunali di Balocco (VC), Carisio (VC), Casanova Elvo (VC), Santhià (VC), Villarboit (VC) e si estende su una superficie di 16,76 kmq. La sua densità abitativa è pari a 29,89 abitanti per chilometro quadrato.

Il comune di Formigliana è costituito da tre frazioni oltre alla località sede comunale. Percorrendo la strada provinciale SP230 verso nord, nei pressi dell'area che verrà interessata dall'impianto fotovoltaico denominato "Parco Fotovoltaico della Benna", si trovano le frazioni di Lista e Fornace Crocicchio. Invece, a sud dell'abitato di Formigliana, nei pressi del confine amministrativo con il comune di Casanova Elvo, si trova la frazione di Cascina Bellaria.

I comuni di Formigliana e Carisio sono attraversati da alcune delle più importanti arterie di trasporto su gomma e ferro dell'Italia settentrionale. I tracciati sia dell'autostrada A4 "Serenissima", nella sua tratta Torino-Milano, sia della linea ferroviaria ad alta velocità tagliano pressoché orizzontalmente entrambe le amministrazioni comunali. Invece, le strade di rango inferiore che interessano i territori comunali dei due comuni sono:

- Strada Provinciale SP3 "Saluggia - Gattinara"
- Strada Provinciale SP6 "Vercelli - Formigliana"
- Strada Provinciale SP93 "La Lista - SP53"
- Strada Provinciale SP113 "Formigliana - Buronzo"
- Strada Provinciale SP230 "di Massazza" (exSS230)

Oltre a ciò, il territorio di entrambe le municipalità è tagliato diagonalmente, da sud-est a nord-ovest, dal tracciato della linea ferroviaria di RFI "Santhià - Arona", sulla quale l'esercizio è sospeso a partire dall'anno 2012.

I territori appartenenti ai comuni di Formigliana e Carisio sono per lo più pianeggianti e, da un punto di vista altimetrico, sono ricompresi tra i 157 m e i 183 m s.l.m.

Il territorio comunale dei comuni interessati dalla presente proposta progettuale è attraversato da numerosi corsi d'acqua di origine sia naturale sia artificiale. Tra i primi, spiccano i bacini idrografici del Torrente Cervo, a Formigliana, e del Torrente Elvo, a Carisio; invece, tra quelli prodotti dall'attività antropica, preme ricordare il Canale Cavour che scorre da sud verso nord attraverso il comune di Formigliana e il Canale Depretis che deriva le proprie acque dalla Dora Baltea e termina il suo corso nelle acque del Torrente Elvo, presso Carisio. Entrambi questi canali, sin dalla loro costruzione, hanno svolto l'importante funzione di trasportare l'acqua necessaria all'irrigazione dei campi delle pianure vercellesi e novaresi. Infatti, da essi trae origine una vasta ramificazione di canali irrigui secondari che consente l'allagamento delle camere di risaia di cui è ricco questo territorio.

Il territorio ricompreso all'interno dei comuni di Formigliana e Carisio ricade nelle vicinanze dei seguenti Siti di Interesse Comunitario (SIC) appartenenti alla rete europea Natura 2000:

- ZSC/ZPS "IT1120005 - Garzaia di Carisio" dista circa 2,75 km dall'ambito di progetto oggetto della presente relazione tecnica;
- ZSC/ZPS "IT1120014 - Garzaia del Rio Druma" dista circa 4,2 km dall'ambito di progetto oggetto della presente relazione tecnica.

In ultimo, preme sottolineare che, ad oggi, le energie rinnovabili rappresentano un settore in forte crescita, oltre ad una grande opportunità di sviluppo sostenibile. Progetti come quello oggetto della presente relazione saranno in grado di rispondere al crescente fabbisogno di energia pulita, contribuendo in modo concreto alla diversificazione delle fonti energetiche disponibili sul mercato.

2.2 IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto, denominato "Parco Fotovoltaico della Benna", sarà di tipo montato a terra, connesso alla rete (*grid-connected*) in modalità trifase in alta tensione (AT) e avrà una superficie sfruttabile di **67,44 ha** e sarà composto da **87472** moduli fotovoltaici da **700 Wp** per una potenza totale prevista di **61230 kWp** in corrente continua.

L'impianto sarà facilmente raggiungibile dalla SP317 e dalla strada interpoderale ad essa collegata. Invece, per quel che riguarda la viabilità relativa all'area interna all'impianto, si faccia riferimento alla tavola "FOR_3.8_DO_0_Planimetria e particolare viabilità interna al campo e accessi".

Si tratta di un impianto ad inseguimento mono-assiale a doppia fila di moduli bifacciali "portrait" disposti orizzontalmente con asse di rotazione dell'inseguitore orientato Nord - Sud. L'area dell'impianto sarà delimitata da una recinzione perimetrale costituita da rete a maglia sciolta a maglie rettangolari sorretta da pali infissi a terra per un'altezza massima di circa **2,5 m**. La distanza tra i vari pali sarà di circa **2,5 m**.

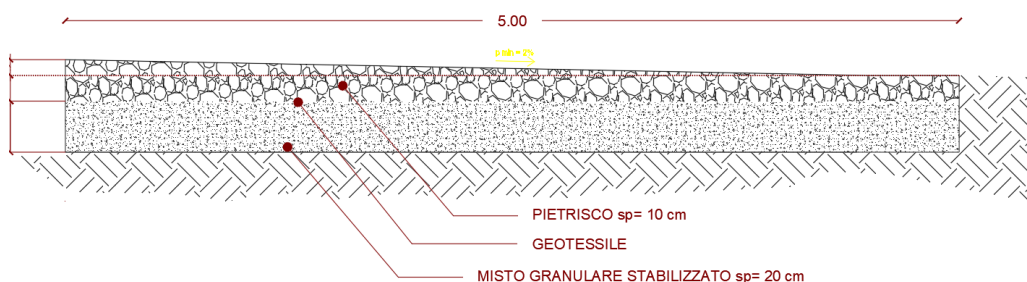
Le recinzioni oltre alla funzione di sicurezza del campo fotovoltaico, saranno progettate anche per consentire il passaggio della piccola fauna, evitando tuttavia le possibili intrusioni e ipotetici danni da fauna di media e grossa taglia. Per questo motivo la recinzione sarà posta a **20 cm** dal piano campagna lungo tutta la sua lunghezza.

Per i dettagli vedere la tavola "FOR_6.5_DP_0_Particolari costruttivi recinzioni e cancelli" e la tavola "FOR_7.2_OMA_0_Particolari sestri di impianto opere di mitigazione e compensazione ambientale e opere passaggio fauna".

L'accesso al parco fotovoltaico sarà consentito attraverso **11 ingressi** in cui saranno collocati cancelli carrabili aventi larghezza pari a **5 m**. Ogni ingresso sarà segnalato adeguatamente mediante cartellonistica dedicata visibile dalle principali strade di accesso al campo.

La scelta progettuale effettuata per la realizzazione delle strade interne al parco fotovoltaico, è ricaduta sull'importanza di preservare le camere di risaia per il solo sfruttamento fotovoltaico e, di conseguenza, sulla necessità di convertire le preesistenti strade interpoderali in viabilità che permetta la movimentazione degli automezzi all'interno del sito. Laddove gli elementi viari preesistenti non sono in grado di assolvere appieno le necessità di circolazione interna, la scelta effettuata è volta ad utilizzare gli argini delle camere di risaia come sede stradale per consentire una migliore diramazione stradale interna allo scopo di ridurre i tempi di percorrenza sia in fase di realizzazione dell'impianto sia in fase di gestione e manutenzione dello stesso. Infine, nel dedalo stradale interno al parco fotovoltaico, si è scelto di inserire alcuni *cul-de-sac* che consentano spazi di manovra adeguati ai mezzi preposti alla costruzione e manutenzione dell'impianto nel corso del suo intero ciclo di vita.

Le strade interne al campo, per i motivi sopra citati, non avranno una dimensione univoca. Infatti, l'ampiezza della sede stradale sarà ridotta (**c.a. 3 m**) laddove si è scelto di mantenere la viabilità interpoderale esistente. Invece, le strade di nuova costruzione, vale a dire quelle realizzate lungo gli argini delle camere di risaia, avranno una dimensione maggiore pari a **5 m**. Tali strade presenteranno una sezione di circa 30 cm, con 10 cm di pietrisco, un fine strato di tessuto non tessuto (geotessile) e 20 cm di materiale misto granulare stabilizzato. Si riporta di seguito un esempio tipo.



Particolare tipo di pavimentazione

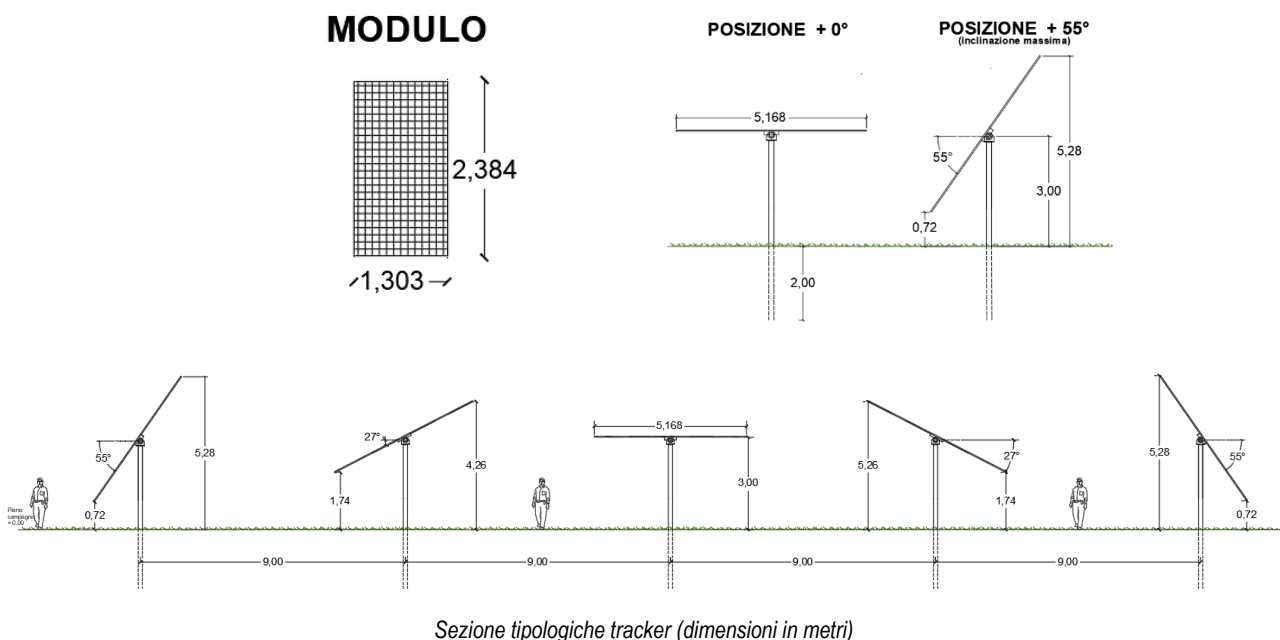
All'interno del campo sono presenti canali artificiali il cui corso verrà preservato per l'intero ciclo di vita dell'impianto alle non saranno intaccati dalla realizzazione del presente impianto.

Lungo il perimetro del campo saranno installati il sistema di illuminazione e il sistema di telesorveglianza, utili per la gestione della sicurezza del campo. Per i dettagli vedere paragrafo "4.6.7 – ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA ED ILLUMINAZIONE" e la tavola "FOR_3.9_DO_0_Planimetria e particolare illuminazione e telesorveglianza".

I moduli fotovoltaici saranno del tipo silicio monocristallino della **Jolywood** mod. **JW-HD132N-700**, con una vita utile stimata di circa **30 anni** e con una degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento dello **0,4 %** annuo circa (ad eccezione del primo anno dove la degradazione si attesta al **1%**). Il modulo ha dimensioni pari a 2384mm*1303mm*35mm.

Per garantire una maggiore producibilità dell'impianto si è scelto di utilizzare dei moduli bifacciali in quanto essi, presentando celle attive sia frontalmente che posteriormente, sono in grado di sfruttare anche la luce incidente sulla sua parte posteriore. Per maggiori dettagli vedere la tavola "FOR_6.2_DP_0_Particolari costruttivi moduli".

Una stringa sarà costituita da **28** moduli fotovoltaici. Questo valore è ottenuto a seguito del dimensionamento elettrico. Essa verrà posizionata in senso orizzontale, in un'unica fila, sulla struttura ad inseguimento (tracker), la cui altezza è di **5,28 m** nel punto di massima inclinazione (55°), e di **3 m** quando l'inclinazione è nulla (0°) e di **0,72 m** nel punto di minima inclinazione (-55°). Quest'ultimo valore permette di non interferire con il passaggio della fauna di piccola taglia. Il tracker scelto sarà del tipo SunHunter 18AB della Comal Impianti S.r.l e si riporta di seguito una loro vista trasversale. Per maggiori dettagli vedere la tavola "FOR_6.1_DP_0_Particolari costruttivi tracker".



Il tracker sarà costituito da travi scatolate a sezione quadrata, sorretti da pali con profilo a Z che saranno infissi nel terreno ad una profondità di **2 m** ed incernierate nella parte centrale dell'inseguitore al gruppo di riduzione/motore; i supporti dei moduli saranno ancorati alle travi, con profilo omega e zeta. I moduli verranno fissati con bulloni e almeno uno di essi sarà dotato di un dado antifurto. La struttura sarà infissa a terra mediante battitura e sarà perfettamente removibile una volta terminata la "vita" dell'impianto senza comportare cambiamenti rispetto allo stato *ante operam*. L'interasse (*pitch*) tra le

file di pannelli sarà di **9 m**, con lo scopo di evitare l'auto-ombreggiamento dei pannelli stessi e, al tempo stesso, di consentire il passaggio di mezzi necessari alla manutenzione ordinaria e straordinaria del campo fotovoltaico.

Il piano dei moduli sarà inclinato rispetto all'orizzontale di un angolo variabile tra 0 e 55°, che permetterà l'inseguimento solare da Est a Ovest. L'orientamento azimutale sarà 0° rispetto al Sud. I moduli fotovoltaici saranno collegati tramite cavi del tipo H1Z2Z2-K (1500 V CC) fino ad arrivare ai quadri di stringa e da questi ultimi alle **14** cabine inverter, di dimensioni complessive 6,66 x 2,48 x 2,60 m, nelle quali saranno integrati gli inverter centralizzati SMA Sunny Central UP, i trasformatori e le apparecchiature elettriche. Gli inverter utilizzati saranno idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla stazione elettrica in previsione in Comune di Carisio (VC), snodo fondamentale per il futuro collegamento in entra-esce con la linea 380 kV "Turbigo Stazione - Rondissone" della Rete di Trasmissione Nazionale.

Le cabine inverter saranno collegate alla cabina utente che sarà, così come la cabina di controllo (control room), di tipo prefabbricato e trasportate su camion in un unico blocco già assemblate e scaricate nel punto scelto per l'installazione in corrispondenza dei basamenti in calcestruzzo. Le cabine saranno già dotate di apparecchiature elettromeccaniche, cablate ed assemblate in fabbrica. La cabina prefabbricata sarà realizzata con conglomerato cementizio armato, avente classe C20/25 Kg/cm² additivato con super fluidificanti ed impermeabilizzanti, tali da garantire un'adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. L'ossatura della cabina sarà costituita da una armatura metallica in rete elettrosaldata e ferro nervato, ad aderenza migliorata, entrambi in B450C maglia 100x100x6 controllato a stabilimento.

Tale armatura, unita mediante saldatura, realizzerà una maglia equipotenziale di terra omogenea su tutta la struttura della cabina elettrica (*gabbia di Faraday*) che collegata all'impianto di terra proteggerà le apparecchiature interne da sovratensioni atmosferiche e limiterà verso valori trascurabili gli effetti delle tensioni di passo e contatto.

Le pareti interne, sono tinteggiate al quarzo di colore bianco. Le pareti esterne, saranno rifinite ad intonaco tradizionale e tinteggiate con pittura ad acqua. Il colore standard è definito nella scala RAL - F2:

- Pareti interne: RAL 9010 – bianco puro
- Pareti esterne: RAL 6025 – verde felce
- Copertura: RAL 7001 – grigio argento

2.3 TERMINOLOGIA

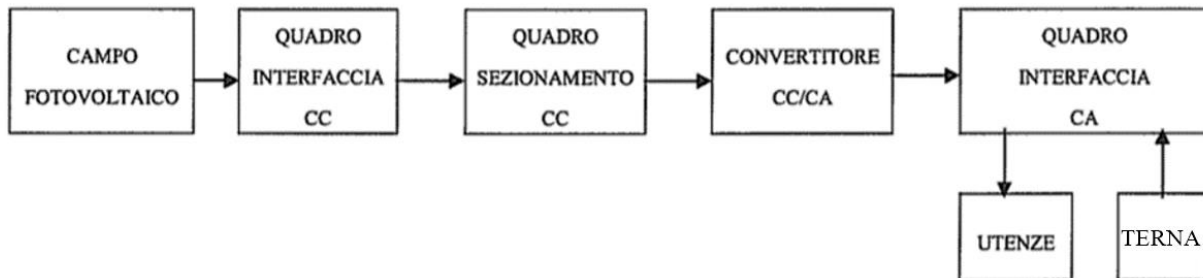
- **Cella fotovoltaica:** Dispositivo semiconduttore che genererà elettricità quando esposto alla luce solare; è l'unità di base della generazione fotovoltaica
- **Modulo fotovoltaico:** assieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate e incapsulate in materiale protettivo e isolante; è la più piccola unità rimpiazzabile in un campo fotovoltaico
- **Tensione a Circuito aperto (Voc):** tensione massima prodotta da un dispositivo fotovoltaico
- Caratteristica corrente - tensione di un modulo: grafico della caratteristica di corrente in funzione della tensione per determinati valori di tensione e radiazione solare
- **MPPT (Maximum Power Point Tracker):** circuito elettronico che permette di mantenere il punto di lavoro del campo fotovoltaico nel punto di picco della curva corrente - tensione in qualsiasi condizione di temperatura ed irraggiamento

- **Condizioni standard di funzionamento (STC):** temperatura di 25 °C, radiazione solare di 1.000 W/m², distribuzione spettrale della radiazione solare standard (AM = 1,5)
- **Potenza di picco:** potenza massima erogata da un dispositivo fotovoltaico alle condizioni standard di funzionamento (STC)
- **Angolo di Azimut:** posizione della superficie rispetto all'asse Nord - Sud; vale 0° se la superficie è rivolta a Sud, -90° se è rivolta ad Est
- **Angolo di Tilt:** angolo formato tra la superficie del modulo fotovoltaico e la superficie orizzontale
- **Inseguitore solare (tracker):** dispositivo meccanico-automatico atto ad orientare favorevolmente rispetto ai raggi del Sole un pannello fotovoltaico, aumentando la potenza dell'energia solare captata e dunque la resa effettiva del dispositivo energetico
- **Pitch:** Interasse tra gli inseguitori solari
- **Efficienza di conversione di un modulo (espresso in %):** rapporto tra la potenza massima del modulo ed il prodotto tra la radiazione solare incidente e la sua superficie
- **Stringa:** insieme di moduli fotovoltaici elettricamente connessi alla rete
- **Generatore fotovoltaico:** insieme dei moduli fotovoltaici, collegati in serie/parallelo per ottenere la tensione/corrente desiderata
- **Gruppo di conversione:** insieme di apparecchiature elettroniche per la conversione della corrente continua, fornita dal generatore fotovoltaico, in corrente alternata
- **Impianto fotovoltaico:** sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in elettricità (effetto fotovoltaico); esso è essenzialmente costituito dal generatore fotovoltaico e dal gruppo di conversione
- **Potenza nominale** (o massima, o di picco, o di targa) del generatore fotovoltaico: potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico costituente il generatore, misurate nelle condizioni standard di riferimento STC
- **Quadro di consegna:** sistema elettrico di interfaccia tra il gruppo di conversione e la rete del distributore
- **Distributore:** soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica agli utenti

3 PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 ARCHITETTURA GENERALE DELL'IMPIANTO

Si riporta lo schema a blocchi dell'impianto:



3.2 CONFIGURAZIONE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica avrà una potenza nominale di **61230 kWp**, suddiviso in **14** sottocampi. Ogni sottocampo prevederà l'utilizzo di inverter centralizzati del tipo **SMA Sunny Central UP**, le cui taglie varieranno a seconda della potenza in CC del singolo sottocampo. L'impianto sarà quindi suddiviso e struttura come indicato dalla seguente tabella:

Descrizione sottocampo	Potenza di picco [kWp]	Inverter	
		Modello	Potenza [kVA]
Sottocampo 1	4854,26	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 2	4854,26	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 3	4854,26	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 4	4336,50	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 5	4336,50	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 6	4336,50	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 7	4336,50	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 8	4336,50	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 9	4336,50	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 10	4336,50	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 11	4336,50	SMA Sunny Central 400 UP	4200
Sottocampo 12	3991,86	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 13	3991,86	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo 14	3991,86	SMA Sunny Central 4200 UP	4200

La potenza totale installata in corrente alternata sarà dunque **58800 kVA**.

Come evidenziato dalla tabella sovrastante, l'impianto sarà suddiviso in sottocampi. Per ognuno di essi è prevista l'installazione di un inverter di stringhe che sarà a sua volta collegato alla cabina di trasformazione BT/MT. Verranno, dunque, installati quadri elettrici di bassa tensione, dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e i gruppi di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto, che è stato progettato tenendo conto della superficie utile disponibile, del pitch tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti rispettando le seguenti condizioni:

- la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Ad ogni inverter saranno collegate un numero variabile di stringhe, dipendente dalla potenza di picco del sottocampo, e queste saranno costituite da **28 moduli** fotovoltaici in serie.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi quadri di parallelo stringhe, alloggiati direttamente nei pressi delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. Da ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in CC che si collegherà al locale inverter dove avverrà conversione e trasformazione.

Ciascun inverter verrà collegato al relativo trasformatore attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore stesso.

Ogni trasformatore verrà alloggiato nella medesima cabina dell'inverter ad esso collegato. Queste cabine saranno disposte ove possibile in posizione baricentrica rispetto ai generatori, e lungo dorsali, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e sulla linea in media tensione in corrente alternata.

All'interno di ciascun locale di "conversione e trasformazione" sarà predisposto un quadro elettrico di alta tensione, contenente interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili per la protezione dei montanti di alta tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto-carico interbloccato con un sezionatore di terra.

Da ciascun quadro di alta tensione del locale cabina di trasformazione, partirà una linea elettrica in cavo interrato elettrificata che andrà ad attestarsi, eventualmente passando in entra - esce da altri quadri di alta tensione di altre cabine inverter, sulla corrispondente "cella partenza linea" del quadro elettrico di alta tensione installato all'interno della cabina utente.

La connessione dell'impianto con la stazione elettrica avverrà tramite la realizzazione di un cavidotto interrato, in uscita dalla cabina utente posta i limiti esterni del parco fotovoltaico.

3.3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

I principali riferimenti normativi, osservati nelle fasi di progettazione del presente impianto fotovoltaico, sono:

- Conto Energia 2011 DM 6 agosto 2010 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.197;
- Norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;

- Conformità al marchio CE per i componenti dell'impianto;
- Norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- Norme UNI/ISO per la parte meccanico/strutturale;
- Legge 123/07 e regolamenti attuativi per la prevenzione infortuni sul lavoro;
- Regolamento attuazione DECRETO 22 gennaio 2008 n. 3721 per la sicurezza elettrica;
- Norma CEI 0-16 *"Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"*;
- Norma CEI EN 61936-1 *"Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni"*;
- Norma CEI EN 50522 *"Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a."*;
- Norma CEI 11-17 *"Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo"*;
- Norma CEI 11-32 *"Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria"*;
- Norma CEI UNI 70029 *"Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo – Criteri generali e di sicurezza"*;
- Norma CEI UNI 70030 *"Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa"*;
- Norma CEI 103-6 *"Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto"*;
- Norma CEI EN 61386-24 *"Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 24: Prescrizioni particolari - Sistemi di tubi interrati"*;
- D.M. MIN. INFRASTRUTTURE 14 gennaio 2008 Nuove Norme Tecniche Per Le Costruzioni (GU n.29 del 04-02-2008) e CIRC. C.S. LL.PP. 02 febbraio 2009, n. 617 Istruzioni per l'applicazione delle "nuove norme tecniche per la costruzioni" di cui al decreto ministeriale 14 gennaio 2008 (GU n.47 del 26-2-2009 – Suppl. Ordinario n.27) relativo al calcolo dei carichi da vento e da neve sulle strutture.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate.

Le opere e installazioni saranno eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

3.4 DATI TECNICI DI PROGETTO

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'impianto di utente:

- Fornitura in opera di **87472** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino;
- Fornitura in opera di **3124** stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli in serie;
- Fornitura in opera di **3124** tracker;
- Fornitura in opera di cavi elettrici H1Z2Z2-K (1500 V CC) che dalla stringa arrivano al quadro di parallelo stringhe;
- Fornitura in opera di cavi elettrici H1Z2Z2-K (1500 V CC) che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- Fornitura in opera di **14** cabine inverter containerizzate, di dimensioni complessive 6,66 x 2,48 x 2,60 m, contenenti gli inverter centralizzati SMA Sunny Central UP, i trasformatori BT/MT e le apparecchiature in AT;
- Fornitura in opera di linee di alta tensione in cavo interrato realizzate in cavo tripolare;
- Fornitura in opera di **5** cabine di dimensioni 12,192 x 2,438 x 2,896 m come volume tecnico;
- Realizzazione di **1** cabina con locale utente AT a 36 kV con struttura monoblocco prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 12,192 x 2,438 x 2,896 m, nella quale sarà collocato il quadro elettrico generale di AT a 36 kV;
- Realizzazione di **1** cabina uso "control room".

La superficie totale dell'area di progetto è pari a **67,44 ha**. Al suo interno, la superficie coperta dai soli pannelli fotovoltaici (*module area*), al netto degli interspazi tra i moduli, è pari a **27,17 ha**. Da ciò si deduce che il rapporto di copertura del terreno (*GCR – Ground Coverage Ratio*) è del **53,2 %**. Tale dato scongiura la conseguenza indesiderata che in letteratura viene definita come “effetto copertura” del terreno.

3.5 ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Nel seguente paragrafo saranno descritti gli impianti ed i cavidotti destinati ad ospitare le linee elettriche per il trasporto di energia tra i vari fabbricati destinati ad ospitare apparecchiature all'interno di un campo fotovoltaico.

Gli impianti da realizzare saranno:

- Fornitura in opera di linee elettriche di distribuzione in CC;
- Fornitura in opera di cabinet di connessione del cablaggio delle linee in CC;
- Fornitura in opera di linee elettriche di distribuzione in corrente continua in cavidotto interrato;
- Fornitura in opera di inverter di trasformazione da corrente continua a corrente alternata;
- Realizzazione di cabine di campo MT/BT e di locali tecnici accessori;
- Realizzazione di cabina di ricezione AT.

4 SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Il generatore è composto da moduli fotovoltaici bifacciali - tipo silicio monocristallino - realizzati dall'azienda **Jolywood**. Nello specifico, il modello che verrà installato sarà il **Jolywood JW-HD132N** da **700 Wp**, con una vita utile stimata di oltre 30 anni e un degrado della produzione energetica, dovuto all'invecchiamento, stimato attorno al 0,4 % annuo. Il modulo ha dimensioni pari a 2384 mm * 1303 mm * 35 mm. Ogni modulo è costituito da 132 celle in silicio monocristallino.

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientreranno nel range di accettabilità ammesso dall'inverter. Ogni serie di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti, ecc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

I moduli fotovoltaici presenteranno le caratteristiche tecniche di seguito riportate:

Open Circuit Voltage (Voc)	=	47,10 V
MPP Voltage (Vmp)	=	39,50 V
MPP Current (Imp)	=	17,73 A
Short Circuit Current (Isc)	=	18,82 A

STC: *Standard Testing Condition*; Irradianza: 1000W/m²; Temperatura Cella: 25°C; Massa d'aria: AM 1,5

I moduli fotovoltaici di progetto avranno le seguenti caratteristiche tecniche:



NTOPCon Technology

JW-HD132N

N-type
Bifacial Double Glass Mono Module

675-700W



700W

Maximum Power Output

22.53%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Tolerance



10-30% Additional Power Generation Gain
30 years lifespan brings 10-30% additional power generation comparing with conventional product



Better Weak Illumination Response
Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



ZERO LID (Light Induced Degradation)
N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



Better Temperature Coefficient
Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



Lower LCOE
High bifaciality, high power output, saving BOS cost

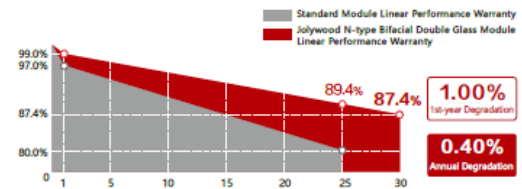


Wider Applicability
BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests passed
- BNEF Tier One

Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship 30 Years Linear Performance Warranty

JW-HD132N Series | N-type Bifacial Double Glass Mono Module

Electrical Properties | STC*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	675	680	685	690	695	700
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4	39.5
MPP Current (Imp) (A)	17.50	17.54	17.58	17.62	17.66	17.73
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0	47.1
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76	18.82
Module Efficiency (%)	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing
Power Measurement Tolerance ±3%

Electrical Properties | NOCT*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	511	514	518	522	526	530
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9	37.0
MPP Current (Imp) (A)	14.11	14.14	14.17	14.21	14.24	14.29
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9	45.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13	15.17

*NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating (A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	75%

*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance:±5%

Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

Mechanical Properties

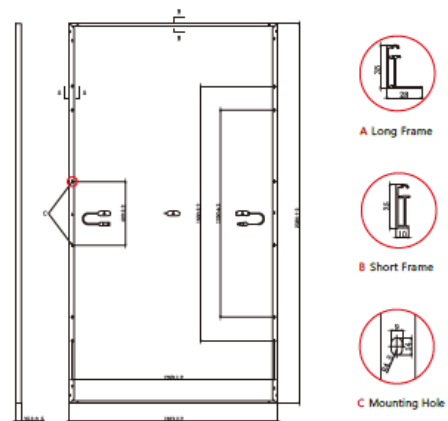
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(12*11)
Dimension	2384mm*1303mm*35mm
Weight	38kg
Front / Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , +300mm/-180mm
Connector	MCA Compatible

*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

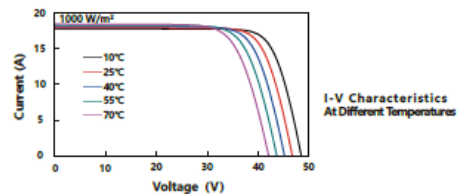
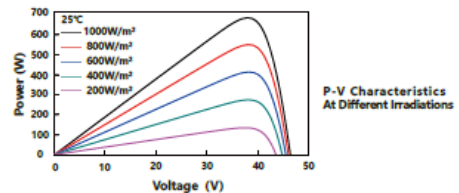
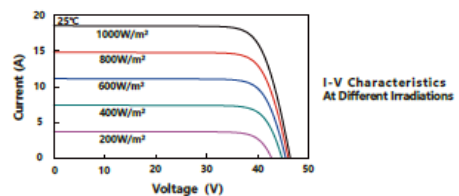
With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

Engineering Drawing (unit: mm)



Characteristic Curves | HD132N-680



Packaging Configuration

Packing Type	40'HQ
Piece/Pallet	31
Pallet/Container	18
Piece/Container	558

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

www.jolywood.cn



Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone,
Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500
TEL: +86 523 80612799
Email: mkt@jolywood.cn



4.2 GRUPPO DI CONVERSIONE – INVERTER

Il gruppo di conversione Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso sarà idoneo al trasferimento della potenza dal parco fotovoltaico alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura dovranno essere necessariamente compatibili con quelli dell'impianto fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita dovranno, a loro volta, essere compatibili con quelli della rete alla quale, l'impianto stesso, verrà connesso.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione saranno:

- inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (*Pulse-Width Modulation*), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI EN 55011, CEI EN IEC 61000-6-2;
- protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-16 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- conformità marchio CE;
- grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65);
- dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore fotovoltaico;
- efficienza massima superiore 90 % al 70% della potenza nominale.

Di seguito si riportano le specifiche tecniche degli **14 inverter SMA Sunny Central UP da 4200 kVA** che verranno installati all'interno del "Parco Fotovoltaico della Benna", oggetto della presente relazione tecnica:

SUNNY CENTRAL UP



Efficiente

- Possibilità di trasportare fino a 4 inverter in un container marittimo standard
- DC/AC fino al 150%
- Massima potenza fino a 35 °C di temperatura ambiente

Resistente

- Sistema intelligente ed efficiente di raffreddamento ad aria OptiCool
- Idoneità per l'uso all'esterno in tutto il mondo, in qualsiasi condizione ambientale e climatica

Flessibile

- Un dispositivo per tutte le applicazioni
- Sistema DC Coupling, opzionalmente con ricarica dalla rete

Semplice da usare

- Flessibilità nella connessione DC
- Alloggiamento per quadro cliente
- Alimentazione integrata per carichi interni ed esterni

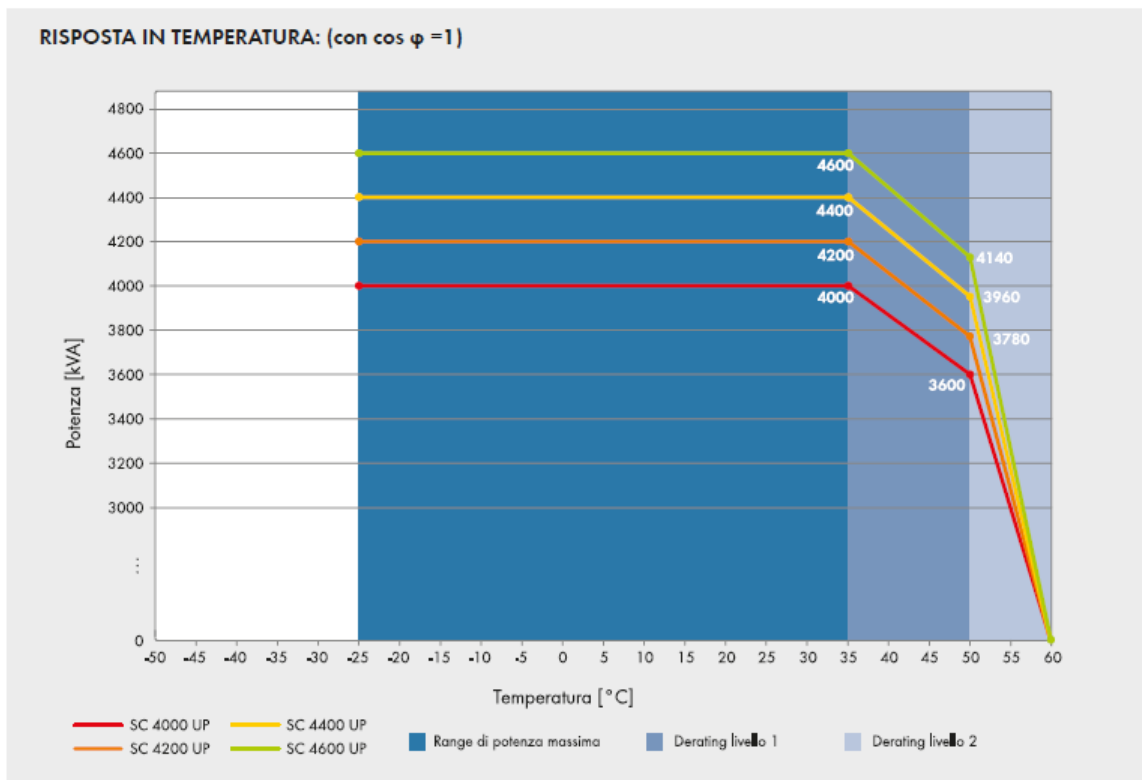
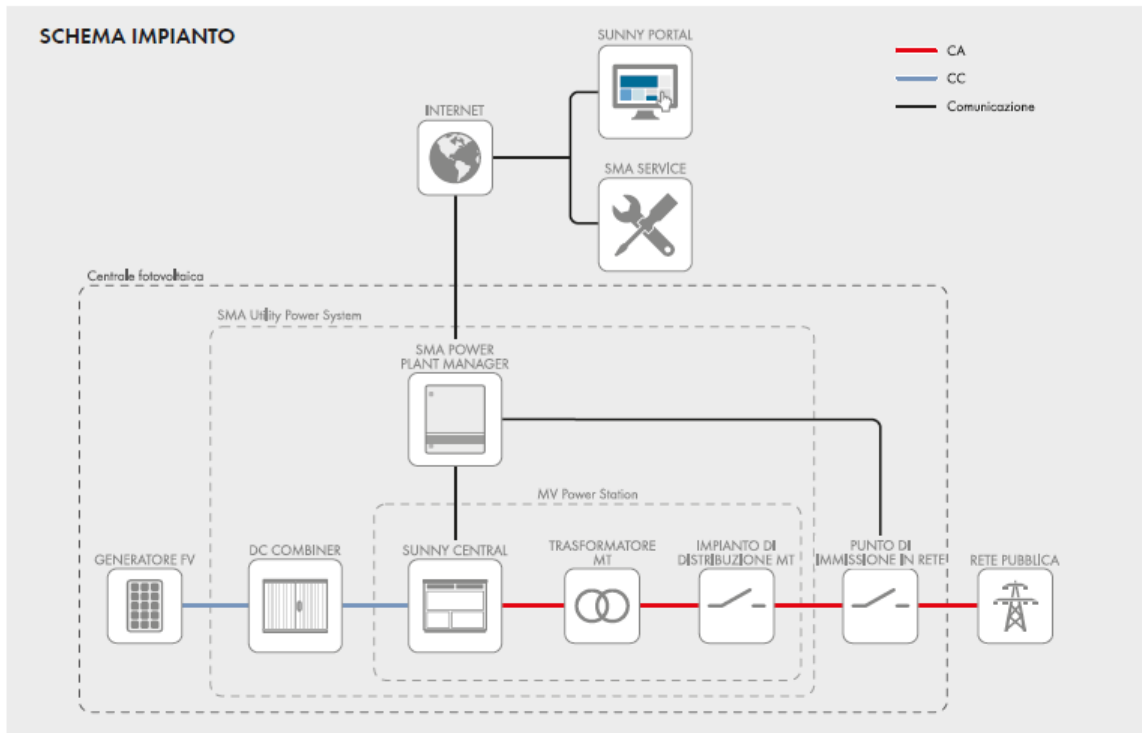
SUNNY CENTRAL UP

Il nuovo Sunny Central: più potenza per metro cubo

Con una potenza fino a 4600 kVA con tensioni di sistema di 1500 V CC, l'inverter centralizzato SMA consente una progettazione più efficiente degli impianti e una riduzione dei costi specifici delle centrali fotovoltaiche ed a batteria. Per l'installazione delle apparecchiature del cliente è disponibile spazio aggiuntivo e un'alimentazione di tensione separata. Una vera tecnologia a 1500 V e il sistema di raffreddamento intelligente OptiCool assicurano un funzionamento senza problemi anche a temperature ambiente estreme (ambienti desertici e salini), nonché un lungo ciclo di vita (25 anni).

SUNNY CENTRAL UP

Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
Lato CC		
Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max. $I_{CC, sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettoria con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	o	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA ^[2] / 3600 kVA	4200 kVA ^[2] / 3780 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) ^[4]	3600 kW ^[2] / 3240 kW	3780 kW ^[2] / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW ^[2] / 2880 kW	3360 kW ^[2] / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ^[8]	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ^[9]	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ^{[8] [10]}	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ^[2] / efficienza efficienza ^[2] / efficienza CEC ^[3]	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o	
Monitoraggio dell'isolamento	o	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. ^[4] / carico parziale ^[5] / medio ^[6])	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento (opzionale) ^[8]	(-40 °C) -25 a 60 °C / (-40 °F) -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ^[7]	65,0 dB(A)	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ^[11] 1000 m / 2000 m ^[11] / 3000 m ^[11]	● / o / o ● / o / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettoria, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	AR-N 4110, AR-N 4120 ^[13] , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEE1547, UL 840 Cat. IV	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie o Opzionale - Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP



SMA-Italia.com

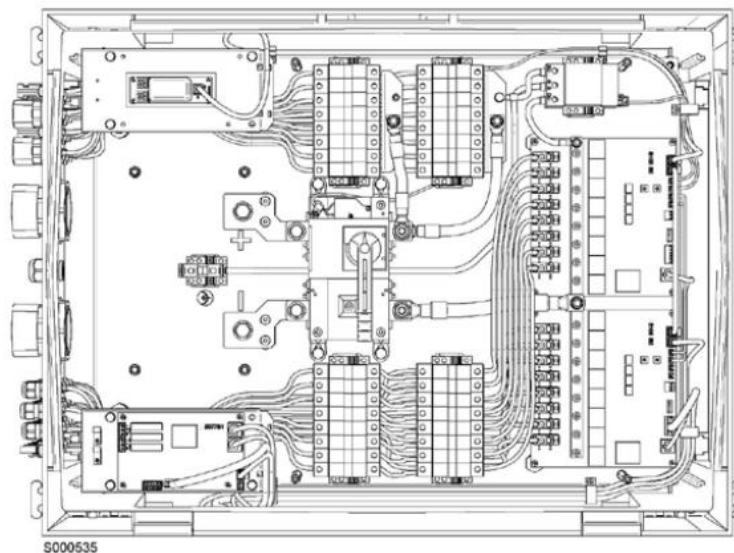
SMA Solar Technology AG

4.3 COMBINER BOX

Il *combiner box* è una scatola combinata progettata per un funzionamento ottimale e la massima sicurezza dell'impianto. Essa è una stringa esterna di monitoraggio e disconnessione. Il *combiner box* permette di godere di un elevato livello di prestazioni del sistema di monitoraggio, fornendo al contempo un'eccezionale sicurezza del sistema.

Di seguito sono elencate le principali funzioni integrate di serie relative al *combiner box*:

- Possibilità di connettere fino a 24 stringhe;
- Misura della corrente di ogni singola stringa;
- Rilevazione del *mismatch*;
- Allarmi di apertura stringa e rilevamento di scarsa prestazione;
- Misurazioni ambientali di irraggiamento e temperatura;
- Fusibili su entrambi i poli (fusibili non inclusi);
- Sezionatore CC sotto carico;
- Dispositivi per la protezione da sovratensioni, SPD;
- Rilevazione dello stato del sezionatore CC;
- Rilevazione dello stato del dispositivo SPD;
- Connettori PV ad innesto rapido;
- Cassetta in poliestere rinforzato fibra di vetro autoestinguente e resistente ai raggi UV;
- Grado di protezione IP65;
- Sistema di comunicazione seriale completamente integrato con il sistema di Telecontrollo di Elettronica Santerno, con segnalazione di allarme in caso di perdita di comunicazione;
- Autodiagnostica avanzata.



Combiner box

4.4 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete dell'auto-produttore sia di quella del distributore dell'energia elettrica sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16.

Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete come richiesto nella Delibera 188/05 dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas. L'impianto verrà equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli:

- dispositivo del generatore;
- dispositivo di interfaccia;
- dispositivo generale.

4.4.1 DISPOSITIVO DEL GENERATORE

Ciascun inverter sarà protetto in uscita da un interruttore automatico con sganciatore di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia in modo da agire come dispositivo di ricalzo all'interfaccia.

Oltre a quanto sopra, ogni inverter sarà dotato di dispositivi contro l'insorgenza di eventuali sovratensioni in situazioni di anomalia lato CA.

4.4.2 DISPOSITIVO DI INTERFACCIA

Il dispositivo di interfaccia (DDI) gestirà la disconnessione automatica dell'intero impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di distribuzione. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, dovrà essere assolutamente evitato, soprattutto perché potrebbe tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Dunque, il dispositivo di interfaccia sarà costituito da un interruttore in BT con bobina di sgancio a mancanza di tensione. A protezione della rete di distribuzione pubblica, come richiesto dalla CEI 0-16, sarà presente il dispositivo di interfaccia della Thytronic del tipo NV10P (o equivalente), che assicurerà protezioni 59, 27, 59N, 81O, 81U conforme alla norma CEI 0-16.

4.4.3 DISPOSITIVO GENERALE

Il dispositivo generale (DG) avrà, invece, la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Tale dispositivo sarà costituito dai seguenti componenti:

- sezionatore generale, posto immediatamente a valle di ciascun punto di connessione, sarà destinato a sezionare l'impianto di utenza per la connessione dalla rete;
- interruttore generale, posto immediatamente a valle del sezionatore generale, dovrà essere in grado di escludere l'intero impianto di utenza dall'impianto di rete per la connessione.

4.5 OPERE CIVILI

4.5.1 CAVIDOTTO

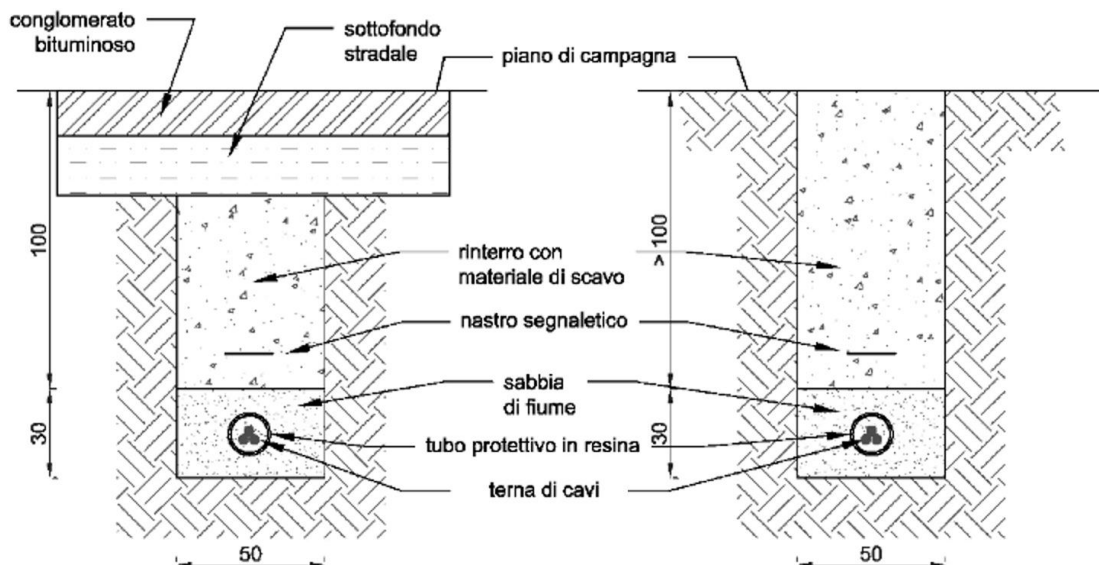
Il cavidotto, di lunghezza pari a **3053 m**, sarà del tipo corrugato con doppia parete internamente liscia e costituito da polietilene alta densità (PEAD). Esso dovrà essere munito di filo guida in rame isolato per l'eventuale reinfilaggio dei cavi;

tale filo verrà mantenuto all'interno dei corrugati anche dopo la posa dei conduttori di trasporto dell'energia elettrica prodotta.

La posa della linea in cavo all'interno del cavidotto è classificata come posa tipo 61 nella norma CEI 64-8. Le caratteristiche sono:

- temperatura di posa: $-30/+60$ °C
- resistenza allo schiacciamento: ≥ 750 N
- resistenza dielettrica: > 800 kV/cm
- resistenza d'isolamento: > 100 M Ω

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi elettrici avranno **ampiezza massima di 1 m e profondità massima di 1,6 m**. Di norma, la larghezza dello scavo varia in base al numero di linee elettriche (terne di cavi) che dovranno esservi posate. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando scoscendimenti, franamenti ed in modo tale che le acque scorrenti al livello del terreno non abbiano la possibilità di riversarsi sui cavi. I materiali derivanti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente, il medesimo materiale, sarà riutilizzato per il loro rinterro. Infine, quanto in eccesso verrà usato per il rimodellamento dell'orografia generale del sito.



Sezione tipologica esemplificativa cavidotto di connessione su strada asfaltata e su terreno naturale

4.5.2 RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE BT CC E CA

Il trasporto dell'energia generata dai pannelli fotovoltaici agli inverter avverrà per mezzo di cavi tipo H1Z2Z2-K (1500 V CC) a norma CEI EN 50618 che saranno posati all'interno dei sopraccitati cavidotti. Tale tipologia di cavi ha la peculiarità di garantire un ottimo standard di funzionamento anche sotto lunga esposizione solare e alle alte temperature da essa derivanti.

Le stringhe saranno costituite da 28 moduli fotovoltaici in serie. Ogni stringa rimarrà singolarmente sezionabile e provvista sia di diodo di blocco sia di protezioni contro le sovratensioni. Il collegamento tra stringhe ed inverter avverrà mediante *combiner box*, ossia cassette di parallelo stringhe ognuna da **24** ingressi.

Invece, il collegamento tra gli inverter ed i trasformatori, che avverrà in corrente alternata, dovrà avere la minore lunghezza possibile, necessaria al solo trasporto dell'energia dalla zona inverter al locale di trasformazione posto all'interno della cabina di campo.

Inoltre, sarà garantita la separazione galvanica tra la parte in CC dell'impianto di utenza da quello di rete.

4.5.3 RETE DI AT

La rete di AT a 36 kV di tutto il campo fotovoltaico sarà formata da rami che collegheranno le **14** cabine di inverter alla cabina con locale utente AT a 36 kV. I molteplici rami sono giustificati dal fatto che le cabine di campo sono distanti tra loro. Nelle cabine inverter e nella cabina di consegna sono inserite le relative protezioni, interruttori di manovra e sezionatori oltre che la protezione generale e d'interfaccia in conformità ai criteri d'allaccio CEI 0-16.

Come prescritto dalla STMG emessa dal Gestore di Rete in data 15 giugno 2022 ed accettata da MYT DEVELOPMENT INITIATIVES S.r.l. in data 13 ottobre 2022, l'impianto di generazione da fonte fotovoltaica oggetto della presente relazione tecnica verrà collegato in antenna a 36 kV su futura stazione elettrica (SE) a 380/132/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Turbigio Stazione – Rondissone".

La realizzazione della futura stazione elettrica (SE) a 380/132/36 kV della RTN è prevista all'interno del territorio comunale di Carisio (VC) a poca distanza dalla Strada Provinciale n°3 e dal tracciato sia dell'autostrada Milano-Torino sia della linea ferroviaria ad alta velocità, in un'area a destinazione d'uso agricola. La futura stazione elettrica dove si attesterà il cavidotto di connessione a 36 kV in uscita dall'impianto fotovoltaico denominato "Parco Fotovoltaico della Benna" sarà realizzata da un produttore diverso da MYT DEVELOPMENT INITIATIVES S.r.l. secondo gli standard Terna S.p.A. adottati per le tipologie di soluzione a 36 kV.

La futura stazione elettrica sarà collegata in entra-esce con la linea RTN a 380 kV "Turbigio Stazione – Rondissone" esistente attraverso la realizzazione di due linee di raccordo. Le aree interessate dal passaggio dei raccordi saranno identificate, a livello di progetto definitivo, come "aree potenzialmente impegnate" al fine di apporvi il vincolo di pubblica utilità per una fascia di 30 m per lato rispetto all'asse dell'elettrodotto, come previsto dalla legge 239/04; di queste aree solo quelle interessate dalla realizzazione fisica dei nuovi sostegni saranno soggette ad esproprio, mentre solamente una fascia di 15 m per lato rispetto all'asse dell'elettrodotto sarà soggetta a servitù ma senza che questo influisca sulla possibilità di coltivazione delle suddette.

Tutte le opere previste, comprese le necessarie relazioni tecniche, le valutazioni CEM e l'identificazione delle aree impegnate e potenzialmente impegnati dai raccordi, saranno descritte all'interno del Progetto Definitivo delle Opere di Rete vidimato dalla società Terna S.p.A.

Ad oggi, non è stato ancora possibile finalizzare tale Progetto Definitivo in quanto la società Terna S.p.A. non ha ancora provveduto ad emettere le specifiche tecniche per le soluzioni di connessione a 36 kV (secondo quanto stabilito dalla delibera di ARERA n°439/2021/R/eel del 18 ottobre 2021 con la quale si è modificato in tal senso l'Allegato A.2 al Codice di Rete). Non appena queste informazioni saranno rese disponibili, sarà responsabilità della società MYT DEVELOPMENT INITIATIVES S.r.l. finalizzare il suddetto Progetto Definitivo presentando relativa integrazione documentali presso le autorità competenti.

4.5.4 CAVI ELETTRICI E DI CABLAGGIO

Il cablaggio delle apparecchiature elettroniche in media tensione sarà realizzato con conduttori in alluminio. Invece, il trasporto di energia avverrà a mezzo di cavi **tipo ARE4H5E (o similare)** in modo da contenere la caduta di potenziale entro il 2% come da Guida Tecnica CEI 82-24. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio);
- conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio);
- conduttore di fase: grigio / marrone;
- conduttore per circuiti in corrente continua: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-". In caso di utilizzo di sistema di messa a terra tipo TN-C il conduttore PEN avente funzione congiunta di neutro e di protezione potrà essere giallo verde con fascetta blu chiaro o blu chiaro con fascetta giallo-verde.

4.5.5 STRUTTURE DI SUPPORTO (TRACKER)

Il particolare profilo dei pali Z consente una efficace penetrazione in differenti tipologie di terreni ed un'ottima tenuta alle sollecitazioni dovute alla movimentazione della struttura e carichi di vento. Entrambe le tipologie di pali presentano delle asolature per il successivo fissaggio delle teste palo. La presenza di asole consente una più accurata regolazione dell'allineamento della struttura e la compensazione di eventuali errori in fase di infissione.

Sul palo centrale sono imbullonate due piastre ad L per l'ancoraggio del gruppo motore (definite teste motore) e su queste viene fissato il gruppo motore stesso, al quale vengono successivamente accoppiate le prime due travi centrali. Analogamente per ogni palo Z sono presenti delle piastre a T (definite teste palo), sulle quali sono fissati i cuscinetti per la rotazione della struttura.

Nella parte centrale della struttura sono presenti il motore e il gruppo di riduzione. Le travi sono l'elemento portante dell'intera struttura. Queste sono ancorate al motore e passanti all'interno dei cuscinetti. Le travi attraverso opportuni giunti sono collegate in serie, andando a formare un'unica struttura. Su di esse saranno poi installati i moduli fotovoltaici. Specifici supporti con profilo omega (zeta quelli terminali) verranno fissati alle travi e sarà possibile l'ancoraggio del generatore fotovoltaico all'inseguitore grazie alla presenza di fori di dimensioni compatibili con quelli presenti sui moduli stressi.

4.5.6 RECINZIONE, PARCHEGGI, AREE DI CANTIERE, ZONE DI TRANSITO

La distanza della recinzione dalle strade e dai confini di proprietà è determinata nel rispetto delle disposizioni del codice della strada e dello strumento urbanistico vigente nel comune interessato (P.R.G. del comune di Formigliana).

Inoltre, per impedire la visione dell'impianto dall'esterno, si procederà alla realizzazione di opere di mitigazione, per le quali si rimanda alla tavola *"FOR_7.2_OMA_0_Particolari sestì di impianto opere di mitigazione e compensazione ambientale e opere passaggio fauna"*.

In fase di cantiere, si prevede di realizzare aree temporanee di cantiere per lo stoccaggio dei pannelli, del materiale elettrico, dei manufatti in carpenteria metallica oltre a parcheggi e zone di transito.

Maggiori dettagli sono presenti nell'elaborato *"FOR_3.10_DO_0_Planimetria di cantierizzazione - fasi di lavoro"* e nel relativo allegato *"FOR_3.10.1_DO_0_Programma di attuazione e cantierizzazione"*.

4.5.7 CABINE PREFABBRICATE

Di seguito si riportano i componenti della struttura prefabbricata per le cabine.

Pareti

Le pareti verticali formano una struttura con superficie interna liscia senza nervature, contenenti le sedi di posizionamento e fissaggio dei relativi infissi di ingresso oltre alle griglie di aereazione per il vano trasformatore.

Solette di copertura

La soletta di copertura, realizzata in conglomerato cementizio armato, è dimensionata in modo da sopportare sovraccarichi accidentali fino a 400 kg/m². Il collegamento di unione tra la struttura scatolare monolitica e la soletta di copertura, oltre a particolari sedi di incastro, è garantito da adeguata bulloneria in acciaio sbullonabile solo dall'interno della cabina.

Pavimenti

Il pavimento monoblocco con le pareti è realizzato da una soletta piana resistente alle infiltrazioni d'acqua, ed è dimensionato per sostenere il carico trasmesso dalle apparecchiature elettromeccaniche che saranno ad esso fissate per mezzo di appositi inserti metallici filettati. La pavimentazione interna dovrà rispondere alle seguenti caratteristiche:

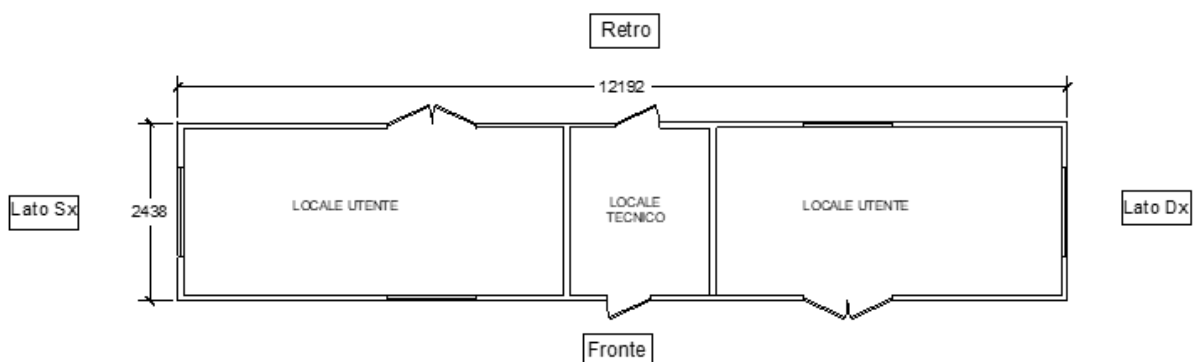
- carico permanente, uniformemente distribuito di 500 kg/m²;
- carico mobile, tale da poter posizionare ovunque un carico di 3000 kg localizzati, distribuito su quattro appoggi situati ai vertici di un quadrato di lato pari a 1 m.

La pavimentazione interna sarà provvista di appositi cavedi per il passaggio dei cavi sia di media sia di alta tensione in entrata ed in uscita dal cabinato.

Le cabine prefabbricate non hanno alcuna limitazione relativa alla dimensione, disposizione e destinazione dei locali e nemmeno in riferimento al posizionamento dei serramenti.

Le cabine dovranno presentare una notevole resistenza agli agenti atmosferici. Proprio per questo motivo, la copertura delle cabine prefabbricate dovrà necessariamente essere impermeabilizzata con guaina catramata, saldata al tetto e verniciata con pittura bituminosa di colore alluminio. La ventilazione naturale all'interno dei box avviene tramite finestre di aerazione che consentono l'eliminazione dei fenomeni di condensa. Per maggiori dettagli vedere tavola "FOR_6.4_DP_0_Particolari costruttivi cabina in campo".

- PLANIMETRIA -



Planimetria cabina utente

4.6 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

4.6.1 PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO CC DELL'IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti fotovoltaici di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiore, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori). Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

4.6.2 PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO CC

Le tensioni continue sono particolarmente dannose per la salute. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V in corrente continua, che è la tensione tipica delle stringhe, può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo, perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provocano l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

4.6.3 PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine. I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti. In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

4.6.4 SICUREZZE SUL LATO CA DELL'IMPIANTO

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

4.6.5 PREVENZIONE FUNZIONAMENTO IN ISOLA

In accordo con quanto prescritto dalla normativa italiana, incorporato all'interno degli inverter sarà previsto un dispositivo atto a prevenire il funzionamento in isola dell'impianto, come descritto nel paragrafo "4.4 – DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA" della presente relazione tecnica.

4.6.6 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da dispensori in acciaio zincato del tipo per posa nel terreno e da un conduttore di terra in rame da 35 mm². A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione. L'impianto di terra sarà rispondente alle normative vigenti richiamate all'interno del paragrafo "3.3 - NORMATIVA DI RIFERIMENTO", in particolare alla Norma CEI EN 50522 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in C.A." e la Norma CEI 99-5 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in C.A."

Prima della messa in servizio dell'impianto, saranno effettuate le verifiche dell'impianto di terra previste dal D.P.R. 22 ottobre 2001 n. 462.

4.6.7 ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA ED ILLUMINAZIONE

Per quanto riguarda l'antincendio si specifica che l'attività di costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico non è soggetta al controllo preventivo dei Vigili del Fuoco, in quanto non rientra fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151. Saranno svolte le normali procedure antincendio previste dalle normative di sicurezza sul lavoro vigenti (D. Lgs. 81/08): in particolare, i locali tecnici saranno muniti di estintori ad anidride carbonica e a polvere. L'impianto sarà provvisto di sistema anti-intrusione costituito da un insieme di sensori volumetrici per esterno multi tecnologia.

Il sistema di illuminazione del perimetro d'impianto sarà collegato al sistema di anti-intrusione e con gli organi locali di sicurezza (e/o con agenzie private di vigilanza) in modo tale che, qualsiasi forma di allerta interessi la recinzione perimetrale, provocherà l'accensione delle luci. L'impianto sarà inoltre munito di un sistema di sorveglianza composto da telecamere night & day a infrarossi posizionate su **187 pali** aventi un interasse pari a **45 m**.

L'illuminazione sarà alloggiata su carpenterie snelle ed il fascio luminoso sarà rivolto verso il basso (tavola di progetto "FOR_3.9_DO_0_Planimetria e particolare illuminazione e telesorveglianza") e sarà conforme a quanto previsto dalla legge regionale 24 marzo 2000, n. 31 "Disposizioni per la prevenzione e lotta all'inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche".

4.6.8 SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite: controllo locale e controllo remoto.

Controllo locale: monitoraggio con PC, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter e le altre sezioni di impianto.

Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete e *data-logger* per l'acquisizione dei dati relativi agli inverter, quadri di campo, dispositivi di protezione in MT e contatori di energia. Esso avviene da centrale (servizio assistenza) con il medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate dal sistema sono:

- potenze dell'inverter;
- tensione di campo dell'inverter;
- corrente di campo dell'inverter;
- radiazioni solari;
- temperatura ambiente;

- velocità del vento;
- letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS). Sullo stesso BUS si inserisce la scheda di acquisizione ambientale per la misura della temperatura ambiente, dell'irraggiamento e della velocità del vento.

5 INDICAZIONE DELLA PRODUTTIVITÀ E DELLE EMISSIONI DI CO₂ EVITATE

L'analisi di producibilità dell'impianto denominato "Parco Fotovoltaico della Benna" è stata realizzata tramite il software proprietario *PVsyst*.

Tale elaborazione è stata prodotta a partire dall'inserimento dei dati di input di seguito riportati:

- Dati meteorologici;
- Tipologia d'impianto;
- Caratteristiche del campo fotovoltaico: tipo e numero di moduli e inverter;
- Diagramma delle ombre;
- Modello 3D dell'impianto fotovoltaico;
- Produzione annuale di energia;
- Parametri di simulazione;
- Parametri di perdita;
- Risparmio di CO₂;
- Risultati principali di simulazione.

Nelle pagine seguenti, si riporta integralmente il report generato dalla simulazione effettuata con il software sopracitato.



PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA

Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

Project summary

Geographical Site Formigliana Italy	Situation Latitude 45.43 °N Longitude 8.29 °E Altitude 158 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Formigliana Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Tracking system with backtracking Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 87472 units Pnom total 61.23 MWp	Inverters Nb. of units 14 units Pnom total 58.80 MWac Pnom ratio 1.041	

Results summary

Produced Energy 84693 MWh/year	Specific production 1383 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.97 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Cost of the system	11
CO ₂ Emission Balance	12



PVsyst V7.2.6
VCO, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA
Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

General parameters

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation	Backtracking strategy	Models used
Orientation	Nb. of trackers 3124 units	Transposition Perez
Tracking plane, horizontal N-S axis	Sizes	Diffuse Perez, Meteonorm
Axis azimuth 0 °	Tracker Spacing 9.00 m	Circumsolar separate
	Collector width 4.79 m	
	Ground Cov. Ratio (GCR) 53.2 %	
	Phi min / max. +/- 55.0 °	
	Backtracking limit angle	
	Phi limits +/- 57.7 °	
Horizon	Near Shadings	User's needs
Average Height 1.2 °	Linear shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Jolywood	Inverter	SMA
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	SMA
Model	JW-HD132N	Model	Sunny Central 4200 UP
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	4200 kWac
Number of PV modules	87472 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	61.23 MWp	Total power	58800 kWac
Array #1 - PV Array		Number of inverters	3 units
Number of PV modules	20804 units	Total power	12600 kWac
Nominal (STC)	14.56 MWp	Operating voltage	921-1325 V
Modules	743 Strings x 28 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	13.41 MWp		
U mpp	1004 V		
I mpp	13351 A		
Array #2 - Sub-array #2		Number of inverters	8 units
Number of PV modules	49560 units	Total power	33600 kWac
Nominal (STC)	34.69 MWp	Operating voltage	921-1325 V
Modules	1770 Strings x 28 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	31.94 MWp		
U mpp	1004 V		
I mpp	31805 A		
Array #3 - Sub-array #3		Number of inverters	3 units
Number of PV modules	17108 units	Total power	12600 kWac
Nominal (STC)	11.98 MWp	Operating voltage	921-1325 V
Modules	611 Strings x 28 In series	Pnom ratio (DC:AC)	0.95
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	11.03 MWp		
U mpp	1004 V		
I mpp	10979 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	61230 kWp	Total power	58800 kWac
Total	87472 modules	Nb. of inverters	14 units
Module area	271719 m²	Pnom ratio	1.04



PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA
Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		Serie Diode Loss				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.7 V			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	0.1 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.2 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
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	0.29 mΩ				
Loss Fraction	1.5 % at STC				
Array #1 - PV Array		Array #2 - Sub-array #2			
Global array res.	1.2 mΩ	Global array res.	0.52 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #3 - Sub-array #3					
Global array res.	1.5 mΩ				
Loss Fraction	1.5 % at STC				

System losses

Auxiliaries loss	
constant (fans)	28.0 kW
11.7 kW from Power thresh.	



PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA
Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=45°25'45", Long=8°17'30", Alt=158m

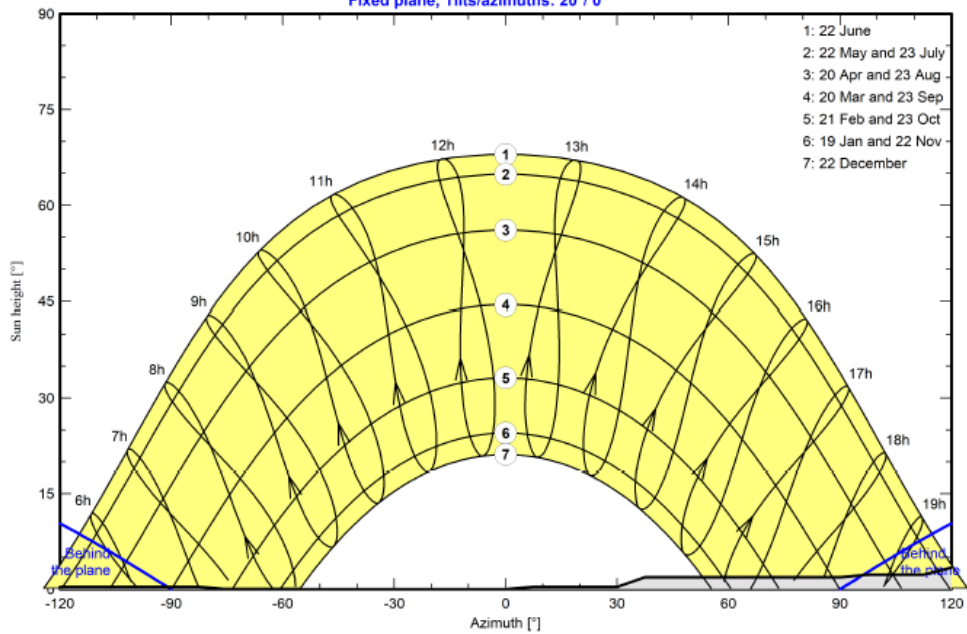
Average Height 1.2 ° Albedo Factor 0.89
Diffuse Factor 0.97 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-135	-128	-83	-75	0	8	30	38
Height [°]	1.5	1.1	1.1	0.8	0.8	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.4	1.9
Azimuth [°]	90	98	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	1.9	2.3	2.3	3.4	3.4	2.7	3.1	3.4	2.7	2.3	1.9	1.5

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/ 0°





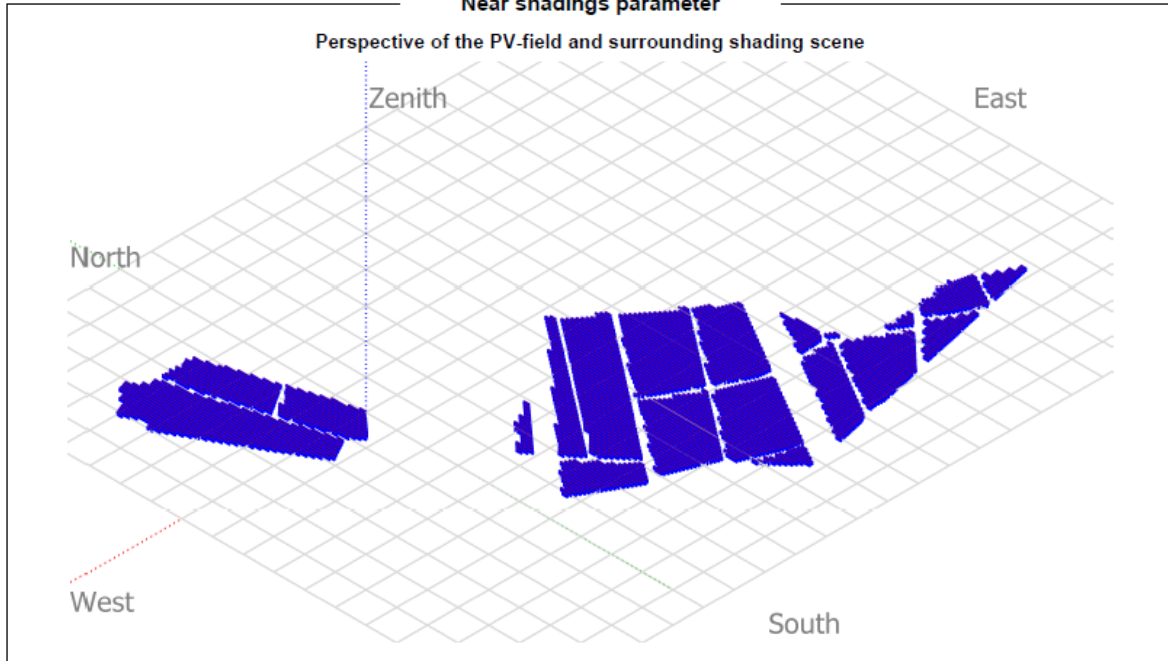
PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA

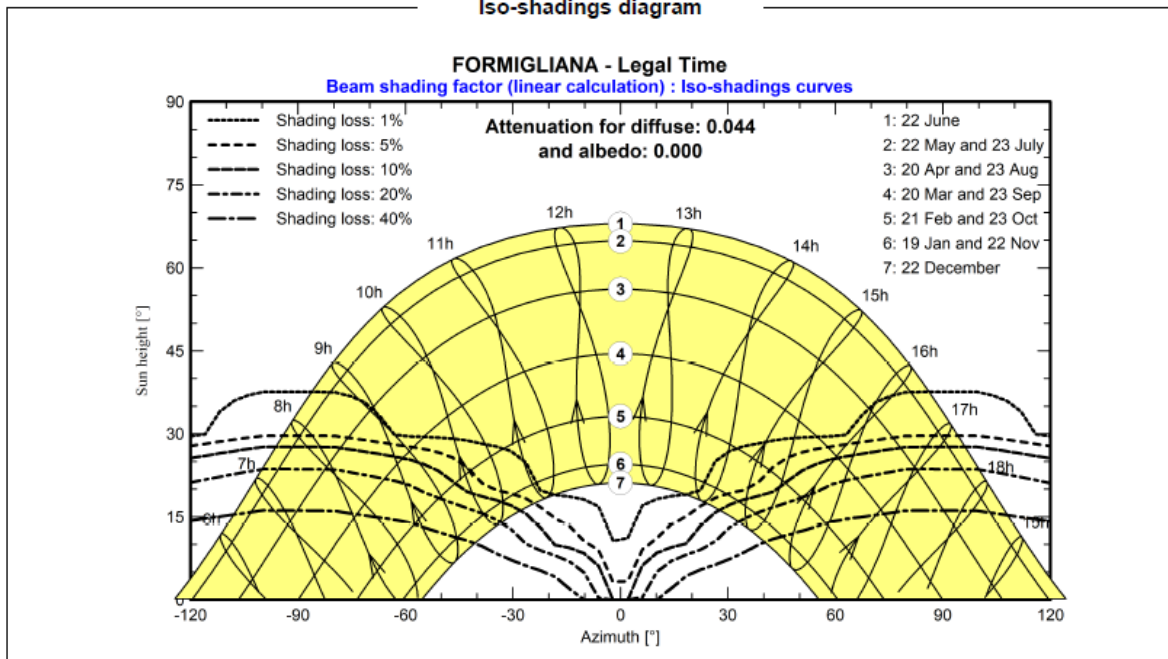
Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA

Variant: New simulation variant

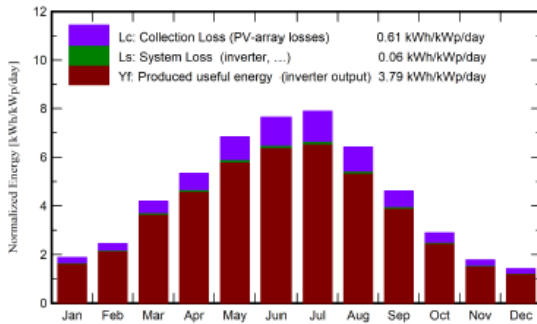
Rensolar one srl (Italy)

Main results

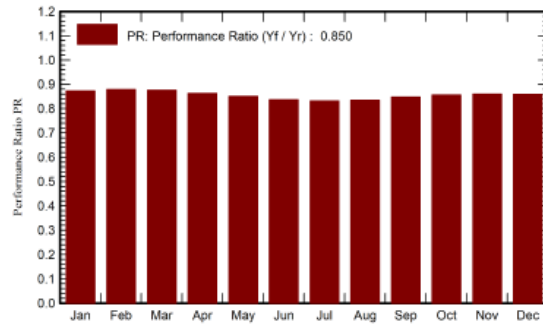
System Production

Produced Energy (P50)	84693 MWh/year	Specific production (P50)	1383 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	84.97 %
Produced Energy (P90)	82.7 GWh/year	Specific production (P90)	1350 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	82.1 GWh/year	Specific production (P95)	1341 kWh/kWp/year		

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	45.3	20.83	1.75	58.3	52.7	3173	3113	0.872
February	57.0	31.60	3.66	68.6	63.2	3761	3695	0.879
March	105.5	52.35	8.69	129.8	121.3	7080	6965	0.876
April	131.7	66.39	12.61	160.1	150.4	8601	8463	0.863
May	174.2	80.50	17.20	212.2	200.5	11229	11050	0.850
June	186.6	84.29	21.59	229.5	216.7	11949	11762	0.837
July	194.3	85.03	23.89	244.7	231.4	12654	12459	0.832
August	159.0	71.11	23.13	199.0	188.0	10329	10169	0.834
September	112.3	55.55	18.32	138.5	129.8	7312	7195	0.848
October	74.2	42.22	13.36	89.5	82.6	4775	4693	0.856
November	43.8	25.48	7.33	53.5	48.7	2868	2814	0.859
December	35.6	19.49	2.63	44.0	39.3	2365	2315	0.859
Year	1319.5	634.83	12.90	1627.8	1524.7	86097	84693	0.850

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		

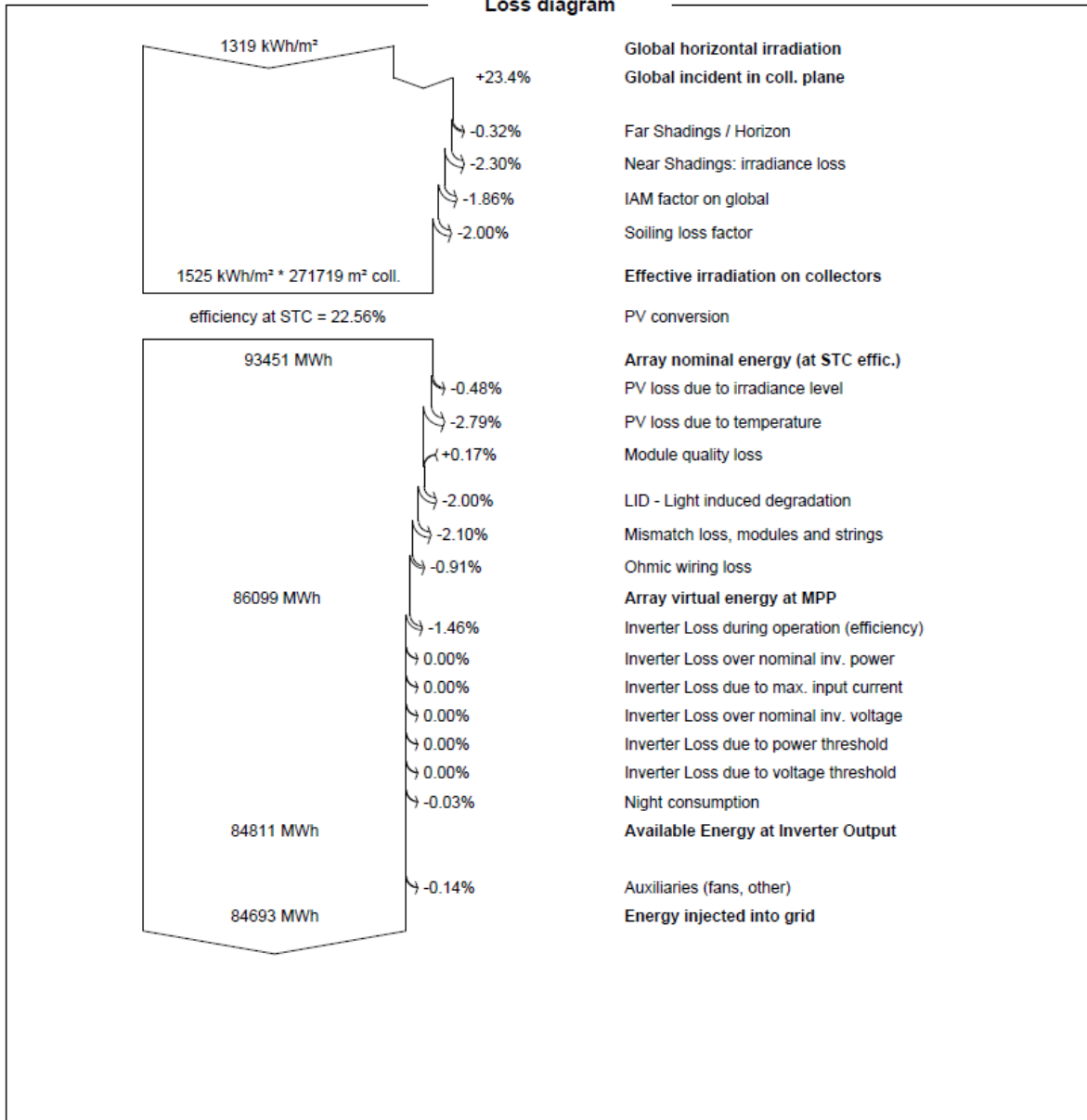


PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA
Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

Loss diagram





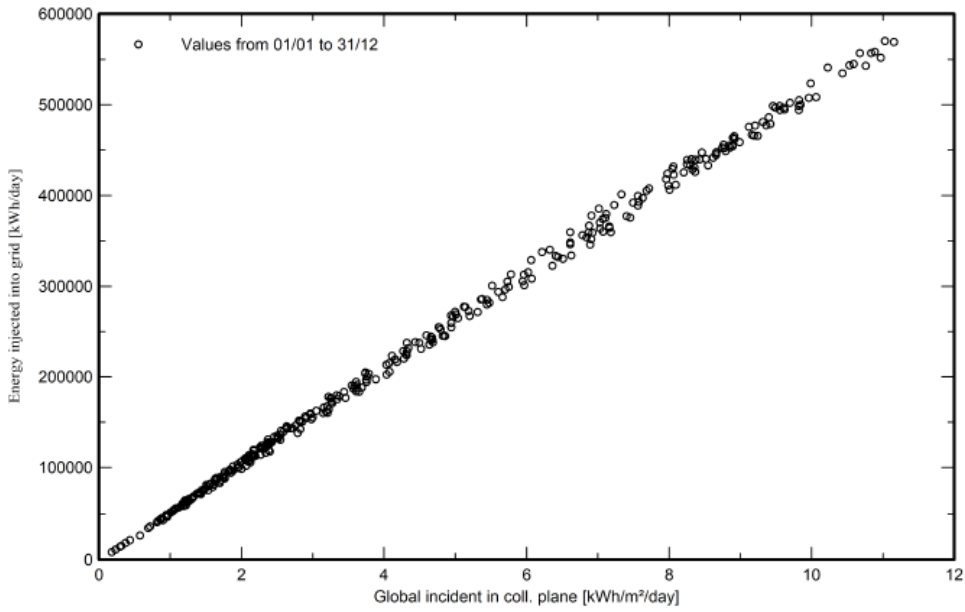
PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA
Variant: New simulation variant

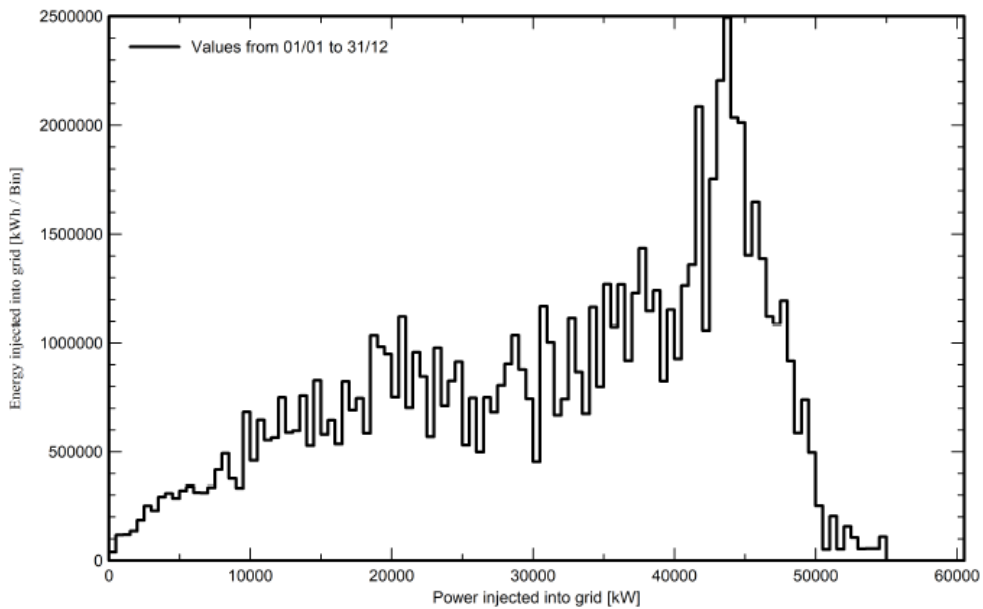
Rensolar one srl (Italy)

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.2.6
VC0, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

Project: FORMIGLIANA
Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%
Kind Not defined
Year-to-year variability(Variance) 0.5 %

Specified Deviation

Global variability (meteo + system)
Variability (Quadratic sum) 1.9 %

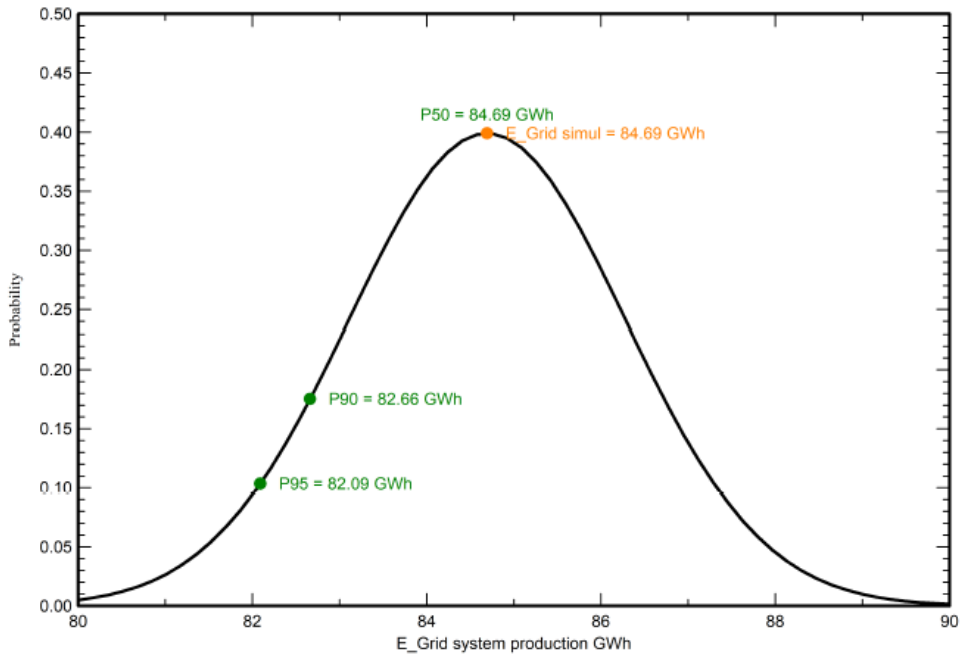
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 1.58 GWh
P50 84.69 GWh
P90 82.66 GWh
P95 82.09 GWh

Probability distribution





PVsyst V7.2.6
VCO, Simulation date:
21/07/23 11:35
with v7.2.6

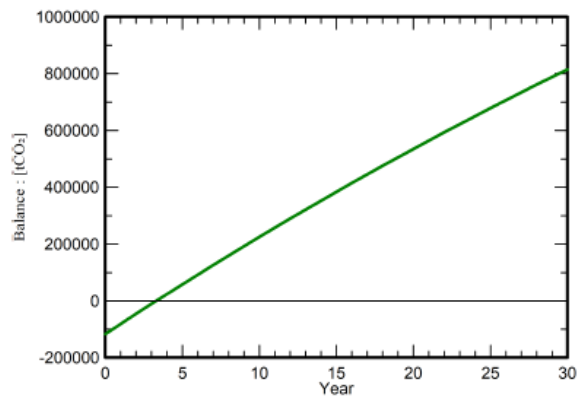
Project: FORMIGLIANA
Variant: New simulation variant

Rensolar one srl (Italy)

CO₂ Emission Balance

Total: 815318.3 tCO₂
Generated emissions
Total: 117214.16 tCO₂
Source: Detailed calculation from table below:
Replaced Emissions
Total: 1074760.5 tCO₂
System production: 84693.50 MWh/yr
Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh
Source: IEA List
Country: Italy
Lifetime: 30 years
Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	61230 kWp	104870531
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	4373600 kg	12339719
Inverters	280 kgCO ₂ /units	14.0 units	3913

A seguito dell'inserimento dei dati del mixer energetico nazionale, dalla sovrastante simulazione si evince che l'impianto fotovoltaico in esame porterà ad un risparmio di **815318,3 tonnellate** di CO₂ durante il suo intero ciclo di vita.

6 FASI REALIZZATIVE

6.1 OPERE STRUTTURALI

Si rimanda all'elaborato "FOR_5.1_OS_0_Particolari costruttivi platea cabina inverter" per maggiori dettagli.

6.2 OPERE IMPIANTISTICHE

Si rimanda agli elaborati "FOR_4.1_OI_0_Planimetria impianti" e "FOR_4.2_OI_0_Schema elettrico unifilare" per maggiori dettagli.

6.3 DETTAGLI E PARTICOLARI

Si rimanda agli elaborati "FOR_6.1_DP_0_Particolari costruttivi tracker", "FOR_6.2_DP_0_Particolari costruttivi modulo", "FOR_6.3_DP_0_Particolari costruttivi cabina inverter", "FOR_6.4_DP_0_Particolari costruttivi cabina in campo" e "FOR_6.5_DP_0_Particolari costruttivi recinzioni e cancelli" per maggiori dettagli.

6.4 OPERE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE AMBIENTALE

Si rimanda agli elaborati "FOR_7.1_OMA_0_Relazione Mitigazioni e Compensazioni" e "FOR_7.2_OMA_0_Particolari sestì di impianto opere di mitigazione e compensazione ambientale e opere passaggio fauna" per maggiori dettagli.

7 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Si rimanda agli elaborati "FOR_10.1_SIA_0_Studio di impatto ambientale" e "FOR_10.2_SIA_0_Sintesi non tecnica" per maggiori dettagli.

8 APPROFONDIMENTI SPECIALISTICI

Si rimanda agli elaborati "FOR_11.1_AS_0_Relazione agronomica", "FOR_11.2_AS_0_Relazione naturalistico-ambientale", "FOR_11.3_AS_0_Relazione geologica e geotecnica", "FOR_11.4_AS_0_Relazione paesaggistica", "FOR_11.5_AS_0_Carta della percezione visiva", "FOR_11.6_AS_0_Fotosimulazioni e render", "FOR_11.7_AS_0_Valutazione Preventiva dell'interesse archeologico", "FOR_11.8_AS_0_Carta delle preesistenze archeologiche", "FOR_11.9_AS_0_Carta del potenziale e del rischio", "FOR_11.10_AS_0_Studio previsionale acustico fase di cantiere", "FOR_11.11_AS_0_Studio previsionale Impatto Atmosfera fase di esercizio e fase di cantiere" e "FOR_11.12_AS_0_Studio previsionale acustico fase di esercizio" per maggiori dettagli.

9 CRONOPROGRAMMA

Si rimanda all'elaborato "FOR_9.1_EE_0_Cronoprogramma dei lavori" per maggiori dettagli.

10 COMPUTO METRICO ESTIMATIVO

Si rimanda all'elaborato "FOR_9.2_EE_0_Computo metrico estimativo" per maggiori dettagli.

11 QUADRO ECONOMICO RIASSUNTIVO

Si rimanda all'elaborato "FOR_9.3_EE_0_Quadro economico riassuntivo" per maggiori dettagli.

12 STIMA DEI COSTI

Si rimanda all'elaborato "FOR_9.4_EE_0_Stima dei costi" per maggiori dettagli.

13 DISMISSIONE E RIPRISTINO DELL'AREA

Si rimanda all'elaborato "FOR_3.11_DO_0_Piano dismissione e ripristino dell'area" per maggiori dettagli.