



REGIONE PUGLIA

REGIONE PUGLIA

PROVINCIA DI BRINDISI



COMUNE DI SAN PANCRAZIO SALENTINO

AUTORIZZAZIONE UNICA EX D.Lgs 387/2003

VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE EX. ART. 23

D.Lgs 152/2006

INSTALLAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "FATTORIA SOLARE SANTINO" DI POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 5.999,00 kW E POTENZA DI PICCO PARI A 10.064,99 kW

Codice di rintracciabilità: 242111521 - POD: IT001E752928550 - Id AU: 82SHKJ7



Codice identificativo elaborato:

82SHKJ7_Relazione Tecnica

DATA

Gennaio 2022

Titolo elaborato

R07_Relazione tecnica

SCALA

-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

Progettazione:



STUDIO ENERGY SRL
Via delle Comunicazioni snc
75100 Matera
C/F. e P.IVA 01175590775

Tecnici:

Dott. Ing. Calbi Francesco Rocco



Il Proponente:

REN 172 SRL

REN 172 S.R.L.
Salita Santa Caterina 2/1- 16123 Genova (GE)
C.F./P.IVA 02644690998

LEGALE RAPPRESENTANTE



Impianto fotovoltaico P = 10,06499 MW_p
“FATTORIA SOLARE SANTINO”
Comune di San Pancrazio Salentino (BR)

RELAZIONE TECNICA

Fase di Valutazione d’Impatto Ambientale. ai sensi

D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii

REDATTO DA / WRITTEN BY

ING. FRANCESCO CALBI

REVISIONE	N°	DATA/DATE
Prima emissione	00	Gennaio 2022

Indice

Indice	2
1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE	4
2. DEFINIZIONI	5
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	7
4. DESCRIZIONE DELLA FONTE SOLARE	10
4.1 STIMA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ANNUALE DURANTE LA VITA UTILE DELL'IMPIANTO	12
5. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	22
5.1 UBICAZIONE DELL'INTERVENTO	22
5.2 PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO.....	25
6. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI.....	26
6.1 MODULI FOTOVOLTAICI	31
6.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI	32
6.3 INVERTER	34
6.4 LINEE BT IN CAVO INTERRATO.....	37
6.4.1 Cavi della sezione in corrente continua.....	37
6.4.2 Cavi della sezione in corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti.....	40
6.5 QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE	40
6.6 TRASFORMATORI MT/BT	41
6.7. COLLEGAMENTO DEI TRASFORMATORI AI QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE	42
6.8 PROTEZIONE DEI TRASFORMATORI DALLE SOVRACORRENTI	42
6.9 LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO TRA IL QUADRO GENERALE MT E I TRASFORMATORI MT/BT ..	43
6.10 QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE	45
6.11 SERVIZI DI CABINA	46
7. DESCRIZIONE DELLE FASI, TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI	47
7.1 FASI, TEMPI E MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI	47
7.2 FASE DI CANTIERIZZAZIONE.....	49
7.3 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	51
7.3.1 Moduli fotovoltaici	51
7.3.2 Stringhe fotovoltaiche	51

7.3.3 Quadri elettrici.....	51
7.3.4 Inverter	52
7.3.5 Collegamenti elettrici	52
7.3.6 Opere a verde.....	52
7.4 FASE DI DISMISSIONE	53
8. STIMA COSTI DISMISSIONE IMPIANTO E RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI	55
9. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE A LIVELLO LOCALE.....	57
10. ELENCO AUTORIZZAZIONI, INTESE, CONCESSIONI, LICENZE, PARERI, NULLA OSTA E ASSENSI AI FINI DELLA REALIZZAZIONE DELL'OPERA	58
11. ALLEGATO – VISURA CAMERALE DELLA SOCIETÀ PROPONENTE	65

1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE

La società proponente è la REN 172 S.r.l., con sede legale in Salita di Santa Caterina 2/1, 16123, Genova (GE), C.F. 02644690998, P.I. 02644690998, rappresentata da Marco Tassara, C.F. TSSMRC60R11D969L, in qualità di rappresentate legale.

La proponente REN 172 S.r.l. nasce come società di scopo della controllante Renergetica SpA, società operativa da oltre dieci anni nel mondo delle FER e specializzata nello sviluppo di impianti a fonte rinnovabile e di soluzioni per l'integrazione e il controllo delle reti ibride. Alla presente si allega copia del certificato camerale.

Dal 2011 Renergetica opera a livello internazionale: a partire dal 2014 apre proprie filiali in Chile (Renergetica Chile S.p.A.), Colombia (Renergetica LATAM Corp.) e Stati Uniti (Renergetica USA Corp.) e a partire dall'agosto 2018, con la quotazione all'Aim di Borsa Italiana, conferma il proprio ruolo primario nel campo della green economy, entrando in una nuova fase di espansione, sia nazionale sia internazionale, ed esportando il proprio modello di sviluppo in quei paesi che credono in un futuro sostenibile fondato sulle energie rinnovabili.

Ogni azione dell'azienda è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l'ambiente, perseguire l'efficienza energetica e l'innovazione tecnologica quali strumenti di un modello di business che contribuisce a mitigare i rischi del cambiamento climatico.

Il progetto prevede la realizzazione di un parco fotovoltaico denominato "Fattoria Solare Santino" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza in immissione pari a 5.999,00 kW e una potenza installata pari a 10.064,99 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Distribuzione, ossia cavidotto MT di collegamento alla CP "San Pancrazio" a 20 kV, nonché delle opere accessorie (strade, recinzioni, cabine elettriche) all'interno delle aree in cui è realizzato l'impianto.

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato nel comune di San Pancrazio Salentino (BR), alla SP 65.

2. DEFINIZIONI

- DISTRIBUTORE

Persona fisica o giuridica individuata dall'art.9 del D.Lgs 79/99 che ha l'obbligo di connessione di terzi sulle proprie reti ed è responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete elettrica e relativi dispositivi di interconnessione.

- DISPOSITIVO DI GENERATORE (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

- DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

- DISPOSITIVO GENERALE DI UTENTE (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

- IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

- IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente.

- IMPIANTO PER LA CONNESSIONE

L'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

- IMPIANTO DI UTENZA

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

- PUNTO DI CONNESSIONE O CONSEGNA

Il confine fisico tra la rete di distribuzione o di trasmissione e la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del Produttore ed attraverso

cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Tale punto è individuato fisicamente nel punto in cui si attesta il terminale del collegamento tra impianto di consegna ed impianto di utente. Generalmente coincide con il "punto di confine".

- **UTENTE DELLA RETE (O UTENTE)**

Soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica. Gli utenti della rete sono individuati in utenti passivi e attivi.

- **UTENTE ATTIVO**

Utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete. A questa categoria appartengono anche tutti gli utenti che installano sistemi di accumulo diversi dagli UPS, come definiti dalla Norma EN 62040.

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione della linea elettrica di connessione sono:

- ✓ D.Lgs. 81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
 - ✓ D.M. 37/08: Per la sicurezza elettrica;
 - ✓ Allegato A 2: "Guida agli schemi di connessione" rev. 01 luglio 2015;
 - ✓ Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
 - ✓ CEI 11-1: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
 - ✓ CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
 - ✓ CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo" CEI 016 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
 - ✓ CEI 02 "Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici";
 - ✓ CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche";
 - ✓ CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV";
 - ✓ CEI 10-36 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
 - ✓ CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo";
 - ✓ CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria";
 - ✓ CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua";
 - ✓ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";
 - ✓ CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): "Prescrizioni particolari per i condotti sbarre";
-

- ✓ CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): "Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)";
 - ✓ CEI EN 60445 (CEI 16-2): "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo- macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico";
 - ✓ CEI EN 60529 (CEI 70-1): "Gradi di protezione degli involucri (codice IP)";
 - ✓ CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici";
 - ✓ UNI 10349: "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici";
 - ✓ CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alla reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
 - ✓ Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
 - ✓ CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
 - ✓ CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
 - ✓ CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
 - ✓ CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
 - ✓ CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
 - ✓ CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
 - ✓ CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
 - ✓ CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
 - ✓ R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
 - ✓ R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
 - ✓ D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - "Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne";
 - ✓ Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
 - ✓ D.M. n. 449 del 21/3/1988 - "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" - Norma Linee;
 - ✓ D.M. n. 16/01/1991 - "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
 - ✓ Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
-

- ✓ D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- ✓ D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);
- ✓ Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- ✓ D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

4. DESCRIZIONE DELLA FONTE SOLARE

L'utilizzo delle energie rinnovabili rappresenta una esigenza crescente sia per i paesi industrializzati che per quelli in via di sviluppo. I primi necessitano, nel breve periodo, di un uso più sostenibile delle risorse, di una riduzione delle emissioni di gas serra e dell'inquinamento atmosferico, di una diversificazione del mercato energetico e di una sicurezza di approvvigionamento. Per i paesi in via di sviluppo, invece, le energie rinnovabili rappresentano una concreta opportunità di sviluppo sostenibile e di sfruttamento dell'energia in aree remote.

In particolar modo l'Unione Europea ha impostato una politica energetica che spinge gli Stati membri ad aumentare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e ridurre le fonti fossili per rendere la comunità meno dipendente dalle fonti di energia tradizionali, quasi totalmente importate da paesi terzi.

Il progetto dell'impianto fotovoltaico denominato "Fattoria Solare Santino", deputato alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ha degli evidenti effetti positivi sull'ambiente e sulla riduzione delle emissioni di CO₂ se si considera che questa sostituisca la generazione da fonti energetiche convenzionali.

Il fotovoltaico è una tecnologia che capta e trasforma l'energia solare direttamente in energia elettrica, sfruttando il cosiddetto "effetto fotovoltaico". Esso si basa sulla proprietà che hanno alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati (fra cui il silicio, elemento molto diffuso in natura), di generare elettricità quando vengono colpiti dalla radiazione solare, senza l'uso di alcun combustibile. In figura 1 è rappresentato lo schema di funzionamento della tecnologia del fotovoltaico.

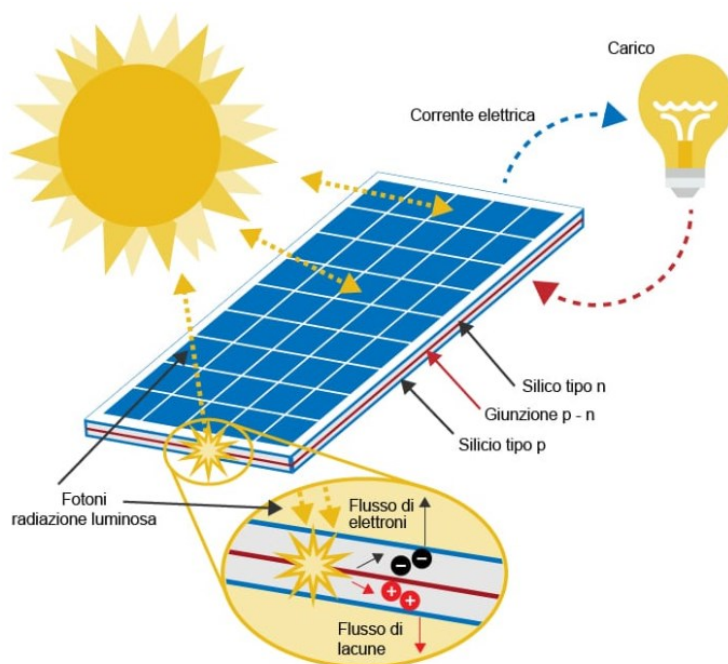


Figura 1 – Schema di funzionamento

Il dispositivo elementare capace di operare la conversione dell'energia solare in energia elettrica è la cella fotovoltaica, una lastra di materiale semiconduttore (generalmente silicio) che genera una piccola differenza di potenziale tra la superficie superiore (-) e inferiore (+) e che tipicamente eroga 1-1,5 W di potenza quando è investita da una radiazione di 1000 W/mq (condizioni standard di irraggiamento). La radiazione solare incidente sulla cella è in grado di mettere in movimento gli elettroni interni al materiale, che quindi si spostano dalla faccia negativa a quella positiva, generando una corrente continua. Un dispositivo, l'inverter, trasforma la corrente continua in alternata.

Le celle sono connesse tra loro e raggruppate in elementi commerciali unitari strutturati in maniera da formare delle superfici più grandi, chiamati moduli, costituiti generalmente da 60 celle (esistono però moduli con un numero maggiore di celle).

L'insieme di moduli collegati prima in serie (stringhe) e poi in parallelo costituiscono il campo o generatore FV che, insieme ad altri componenti come i circuiti elettrici di convogliamento e le batterie di servizio che accumulano e rilasciano la carica in modo graduale nel tempo, consente di realizzare i sistemi FV.

La corrente elettrica prodotta aumenta con la radiazione incidente e la ricerca scientifica in questo settore sta lavorando molto sia sull'aumento dell'efficienza della conversione sia sulla ricerca di materiali meno costosi. Si tratta di un sistema di produzione di energia che può essere considerato "sostenibile", molto promettente anche se presenta alcuni limiti legati ai costi elevati e soprattutto al basso rendimento di conversione in energia elettrica pari solo il 6- 15 % della luce che colpisce i pannelli metallici. Può produrre elettricità a corrente continua o a corrente alternata e può essere configurata per ogni combinazione di voltaggio. La potenza erogata varia dai 50 W ai 1 kW per sistemi su piccola scala, fino a 10 kW e ad alcuni MW quando interessa aree più vaste.

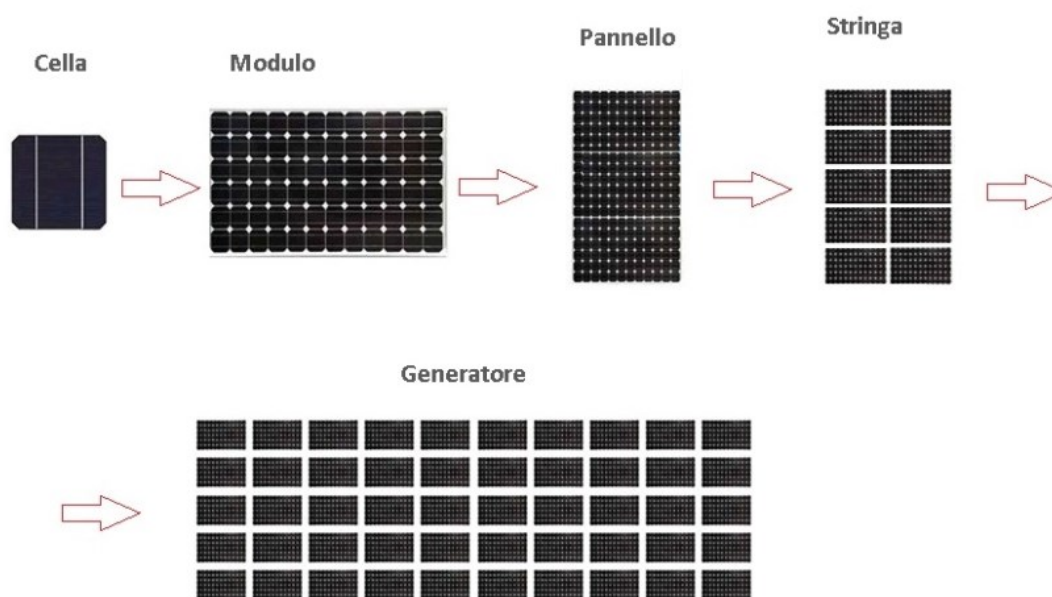


Figura 2 – Struttura impianto fotovoltaico

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, soprattutto, un impatto ambientale estremamente basso. In particolare, durante la fase di esercizio, l'unico vero impatto ambientale 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.

4.1 STIMA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ANNUALE DURANTE LA VITA UTILE DELL'IMPIANTO

In fase di progetto, al fine di preventivare un valore veritiero di producibilità di un determinato impianto fotovoltaico, bisogna considerare una molteplicità di perdite di sistema dovute intrinsecamente alla realizzazione dell'impianto stesso. Definiamo ora nel complesso tutte le perdite da considerare, incluse quelle dovute ai componenti utilizzati.

I valori di seguito indicati si riferiscono a stime di progetto, effettuate sulla base di studi statistici e di confronti con impianti già realizzati, e si rimanda alla fase esecutiva il calcolo di dettaglio delle perdite del sistema.

Tali perdite vengono analizzate e riassunte da un parametro che viene definito BOS (Balance Of System). Di seguito le principali cause:

- ✓ **Perdite per scostamento di targa**, che si sviluppano con lo scostamento dalle condizioni ideali STC rispetto alle condizioni reali di funzionamento di un modulo fotovoltaico: sulla produzione

teorica di energia producibile dall'impianto nel corso dell'anno, tenuto conto anche dell'inclinazione dei moduli: 0° Tilt e orientamento (azimuth) dei moduli.

- ✓ **Perdite per riscaldamento moduli**, L'efficienza dei moduli fotovoltaici varia in funzione della temperatura di esercizio: più la temperatura di funzionamento è elevata, meno i pannelli sono efficienti. Il surriscaldamento delle celle ha un impatto negativo sull'efficienza dei moduli e sul rendimento dell'intero impianto.
- ✓ **Perdite per sporco moduli**, i materiali che si possono accumulare sulla superficie dei pannelli (terra, sabbia, inquinamento, escrementi di volatili, foglie, resine, ecc...) hanno un impatto negativo sulla piena ricezione della luce solare e ostacolano il rendimento dell'impianto fv. Alla lunga potrebbero anche compromettere il ritorno economico previsto dal piano d'investimento. Le perdite di rendimento dovute a questo tipo "inefficienza" possono essere molto variabili e dipendono molto dalle condizioni ambientali e dalla frequenza di pulizia dei pannelli. La pulitura non è, in questo caso, solo un elemento "estetico", ma "funzionale".
- ✓ **Perdite per riflessione** generate da un'aliquota di radiazione luminosa che viene riflessa dal vetro posto a protezione delle celle.
- ✓ **Perdite per mismatching** ovvero calo di rendimento generale causato dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche non perfettamente identiche: in questo caso il circuito di inseguimento del punto di massima potenza MPPT, non trovando la curva di funzionamento ottimale, si posiziona sulla curva del modulo peggiore penalizzando complessivamente il rendimento dell'intera stringa.
- ✓ **Perdite lungo le tratte DC** causate dalla resistenza offerta dai cavi elettrici, dalle perdite per cadute di tensione sui diodi di blocco e dalle resistenze di contatto sugli interruttori.
- ✓ **Perdite nel gruppo di conversione statica** dovuta al funzionamento dell'inverter.
- ✓ **Perdite nel gruppo di conversione BT/MT** causate dai trasformatori BT/MT e dalla linea di collegamento al gruppo di misura posto a distanza.
- ✓ **Perdite per ombreggiamento**. È importante durante il sopralluogo analizzare con estrema precisione il profilo dell'orizzonte visto dall'impianto fotovoltaico.

Le condizioni STC sono puntuali e rappresentative di una situazione ideale, pertanto per stimare correttamente la produzione annua dell'impianto bisogna tenere conto di tutte le condizioni al contorno e fare riferimento all'irradiazione media annua del sito di installazione.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (14.482) alla loro potenza unitaria (695 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati storici, si stima una

produzione di energia elettrica totale di circa **16 GWh/anno**, come stimato dalla simulazione condotta con il software PVSYST V7.2.10, della quale si riportano i risultati nelle immagini di seguito (Figura 3).



PVsyst V7.2.10
 VC0, Simulation date:
 11/01/22 16:59
 with v7.2.10

Project: San Pancrazio Salentino

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

Project summary

Geographical Site San Pancrazio Salentino Italy	Situation Latitude 40.41 °N Longitude 17.83 °E Altitude 56 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data San Pancrazio Salentino PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 160 °	Tracking system with backtracking Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 14482 units Pnom total 10.06 MWp	Inverters Nb. of units 34 units Pnom total 5950 kWac Pnom ratio 1.692	

Results summary

Produced Energy	16 GWh/year	Specific production	1558 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	75.07 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



PVsyst V7.2.10
 VC0, Simulation date:
 11/01/22 16:59
 with v7.2.10

Project: San Pancrazio Salentino

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	236 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes	
Axis azimuth	160 °	Tracker Spacing	4.60 m
		Collector width	2.38 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	51.7 %
		Phi min / max.	+/- 60.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 58.7 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
Bifacial system		User's needs	
Model	2D Calculation	Unlimited load (grid)	
	unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	4.60 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	2.38 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	51.7 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	Fimer
Model	JW-HD132N	Model	PVS-175-TL
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	695 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	14482 units	Number of inverters	34 units
Nominal (STC)	10.06 MWp	Total power	5950 kWac
Array #1 - Area 1		Array #1 - Area 1	
Number of PV modules	780 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	542 kWp	Total power	350 kWac
Modules	30 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	506 kWp	Operating voltage	600-1500 V
U mpp	942 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.55
I mpp	537 A		
Array #2 - Area 2		Array #2 - Area 2	
Number of PV modules	6994 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	4861 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	269 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	4534 kWp	Operating voltage	600-1500 V
U mpp	942 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.74
I mpp	4815 A		



PVsyst V7.2.10
 VC0, Simulation date:
 11/01/22 16:59
 with v7.2.10

Project: San Pancrazio Salentino

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo			
Inverter voltage	800 Vac tri		
Loss Fraction	0.02 % at STC		
Inverter: PVS-175-TL		Inverter: PVS-175-TL	
Wire section (2 Inv.)	Copper 2 x 3 x 185 mm ²	Wire section (32 Inv.)	Copper 32 x 3 x 50 mm ²
Average wires length	75 m	Average wires length	0 m
MV line up to Injection			
MV Voltage	20 kV		
Wires	Copper 3 x 185 mm ²		
Length	500 m		
Loss Fraction	0.13 % at STC		

AC losses in transformers

MV transfo	
Grid voltage	20 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	9900 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	9.90 kW
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.65 mΩ
Loss Fraction	1.00 % at STC



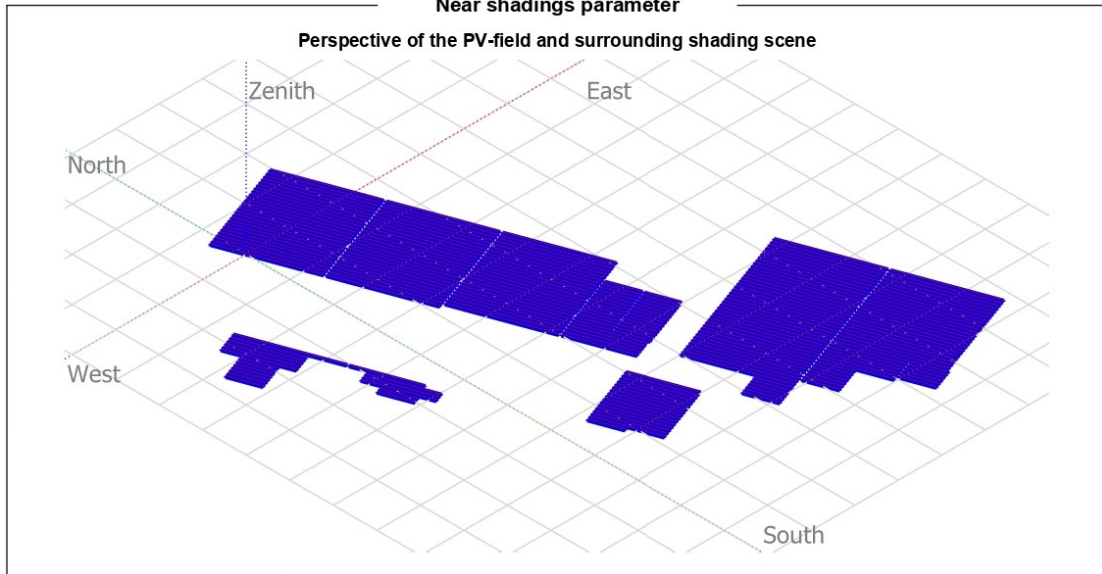
PVsyst V7.2.10
 VCO, Simulation date:
 11/01/22 16:59
 with v7.2.10

Project: San Pancrazio Salentino

Variant: Nuova variante di simulazione

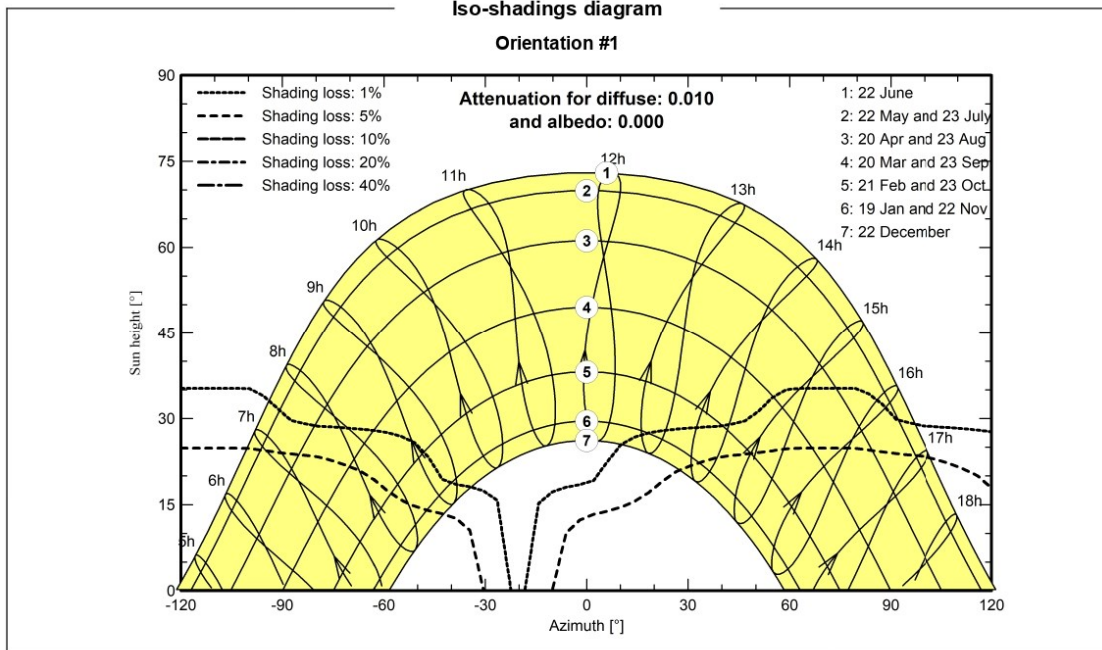
studio energy srl (Italy)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.2.10
 VCO, Simulation date:
 11/01/22 16:59
 with v7.2.10

Project: San Pancrazio Salentino

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

16 GWh/year

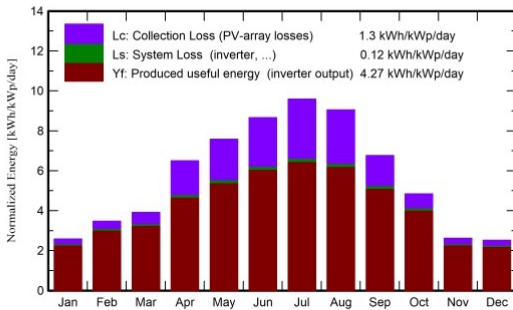
Specific production

1558 kWh/kWp/year

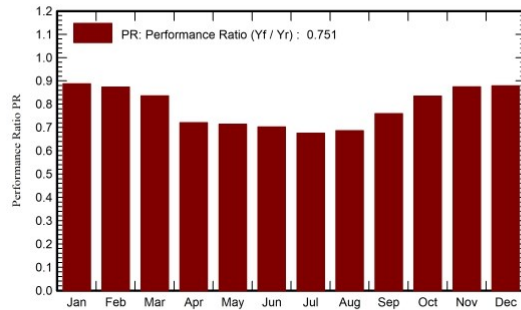
Performance Ratio PR

75.07 %

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	63.1	31.68	9.13	79.9	71.1	0.736	0.714	0.888
February	77.7	36.19	10.99	97.2	89.0	0.879	0.854	0.874
March	101.2	52.03	12.14	121.1	112.1	1.049	1.020	0.836
April	157.6	58.74	14.85	194.9	183.6	1.453	1.415	0.721
May	190.0	69.64	17.83	235.0	221.8	1.733	1.689	0.714
June	211.5	70.43	23.19	259.9	246.4	1.884	1.836	0.702
July	235.3	66.65	26.05	297.3	282.1	2.072	2.020	0.675
August	217.9	57.60	26.27	280.7	265.8	1.990	1.940	0.687
September	158.1	53.10	24.11	202.8	190.2	1.592	1.551	0.760
October	115.3	45.08	19.84	149.9	138.5	1.294	1.260	0.835
November	61.9	30.36	14.87	78.5	70.7	0.713	0.691	0.875
December	60.0	26.14	11.19	78.0	68.9	0.711	0.690	0.879
Year	1649.8	597.64	17.57	2075.4	1940.1	16.104	15.681	0.751

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		



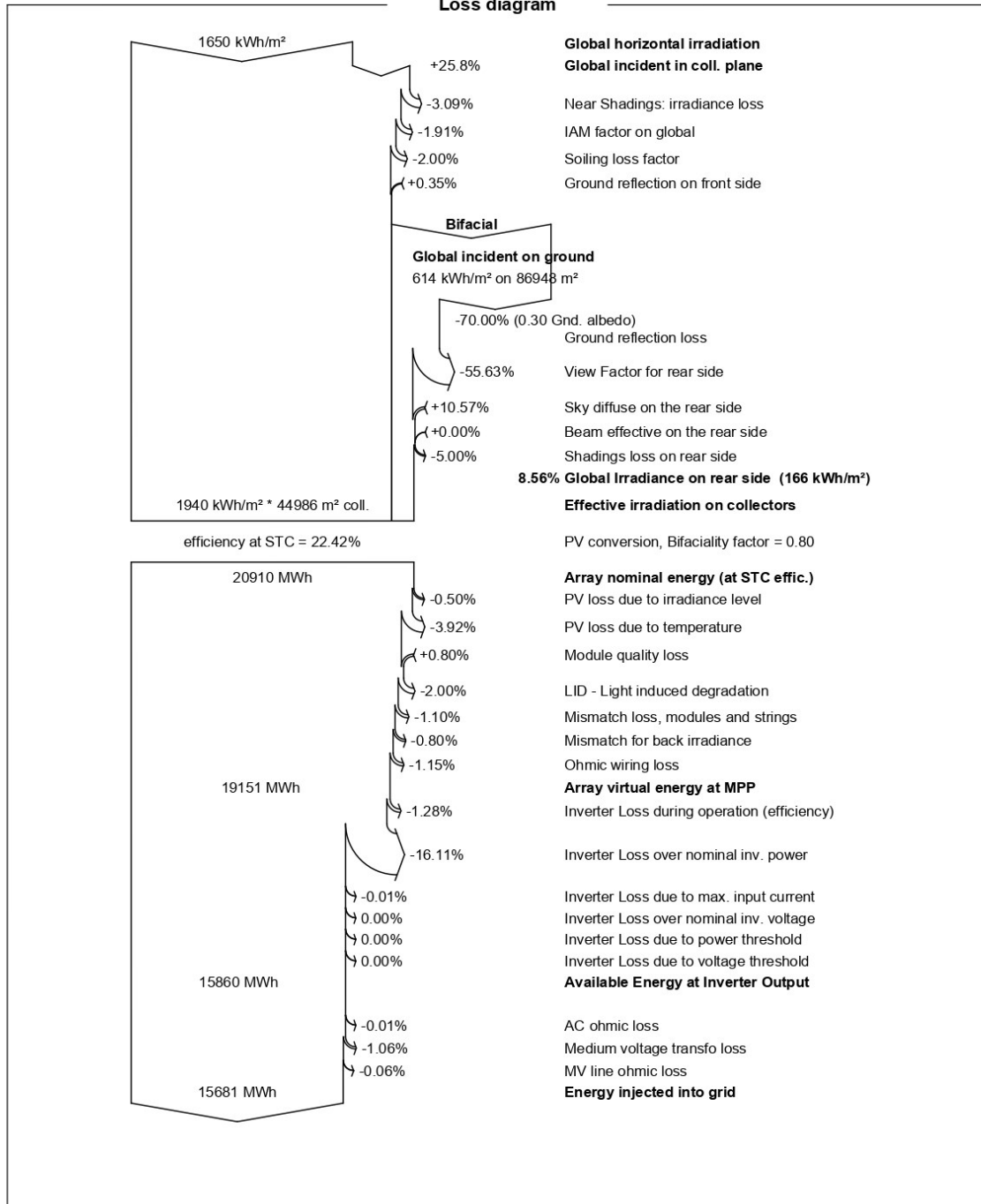
PVsyst V7.2.10
 VC0, Simulation date:
 11/01/22 16:59
 with v7.2.10

Project: San Pancrazio Salentino

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

Loss diagram





PVsyst V7.2.10
VC0, Simulation date:
11/01/22 16:59
with V7.2.10

Project: San Pancrazio Salentino

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

Special graphs

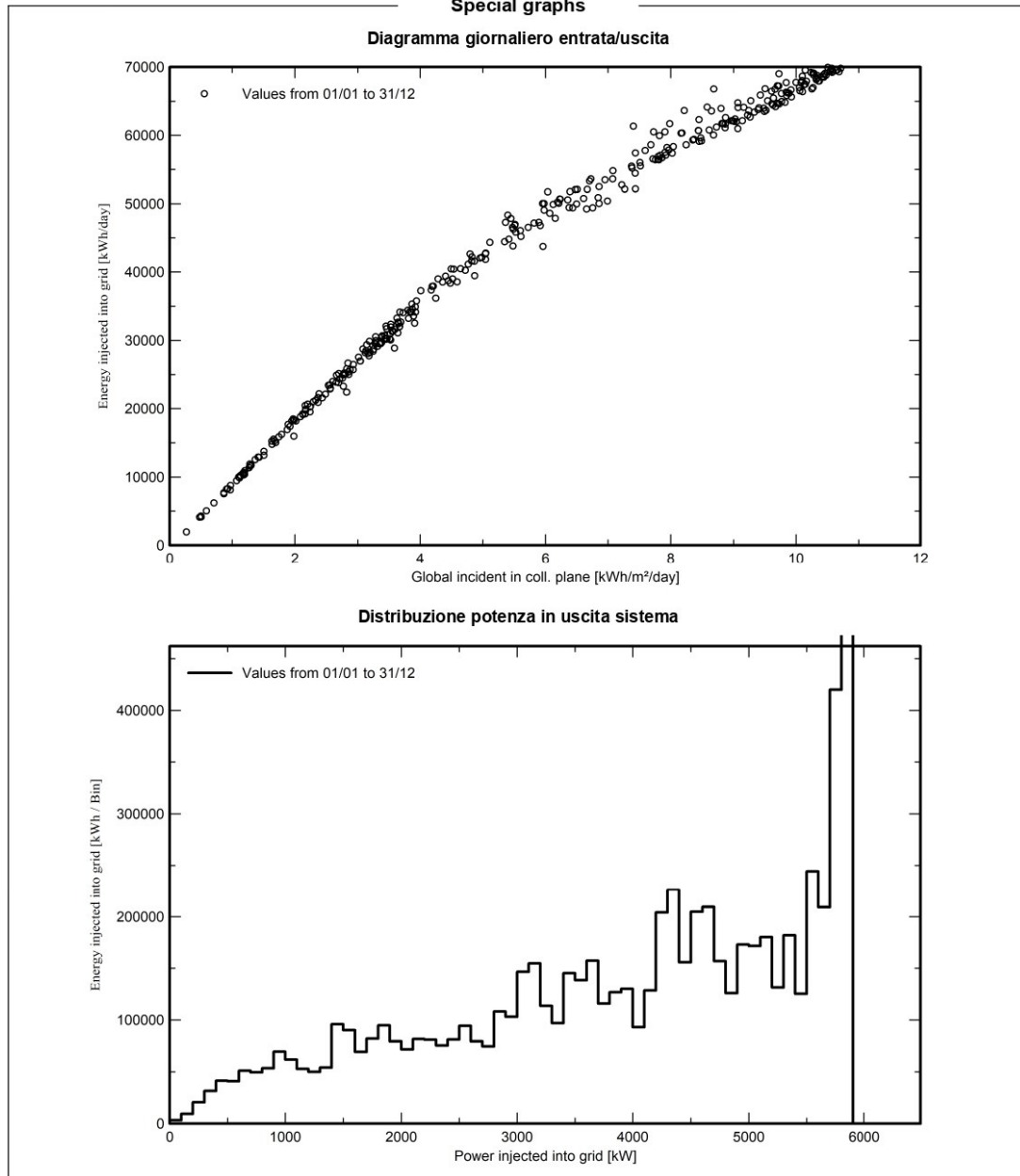


Figura 3 – Report simulazione PVsyst

5. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

5.1 UBICAZIONE DELL'INTERVENTO

Il progetto prevede la realizzazione di un parco fotovoltaico denominato “Fattoria Solare Santino” per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza in immissione pari a 5.999,00 kW e una potenza installata pari a 10.064,99 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Distribuzione, ossia cavidotto MT di collegamento alla CP “San Pancrazio Salentino” a 20 kV, in parte interrato Al 3x1x185 mmq (circa 90 m), in parte aereo Al 3x150 +1x50 mmq (circa 1 km), nonché delle opere accessorie (strade, recinzioni, cabine elettriche) all'interno delle aree in cui è realizzato l'impianto.

L'impianto fotovoltaico è ubicato a Sud-Ovest del comune di San Pancrazio Salentino (BR), su Strada Provinciale n.65 e dista circa Km 1,0 dal centro del medesimo comune. Il sito su cui sorgerà l'impianto è individuato alle coordinate geografiche: 40°24'45.44"N, 17°49'36.94"E ed ha un'altitudine media di circa 56 m s.l.m. (Figura 4).

Esso è raggiungibile percorrendo la SP n.65 sulla quale sono ubicati gli accessi del campo fotovoltaico. L'impianto FV sarà realizzato su terreni identificati catastalmente al foglio 42 p.lle 399, 400, 401, 402, 403, 405, 82, 84, 83, 406, 389, 390, 391 e 1947 dalla forma irregolare, di cui l'area di occupazione effettiva dell'impianto è pari a circa 11 ha. La cabina di consegna sarà ubicata al di fuori dell'area di impianto e in prossimità dell'accesso alla stessa, che avverrà dalla strada comunale e proseguirà su stradina poderale esistente.

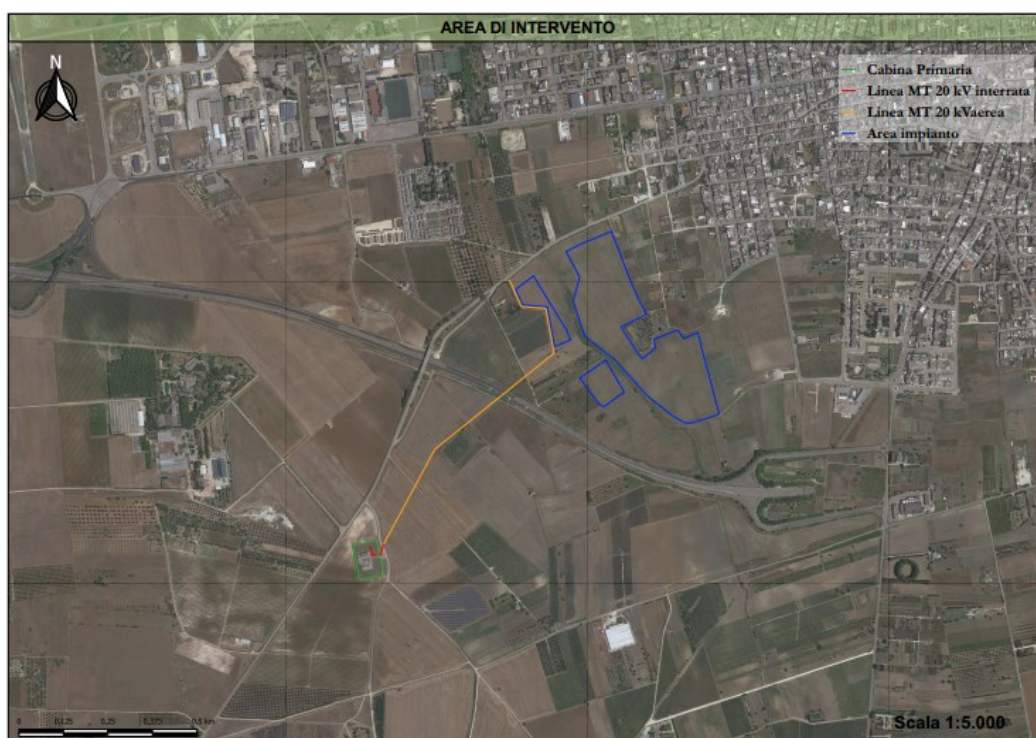


Figura 4 – Area di intervento

In base a quanto indicato nel preventivo di connessione, il parco fotovoltaico sarà collegato alla Rete di Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT "San Pancrazio Salentino" sul futuro TR Bianco (Figura 5). La linea MT a 20kV di collegamento dell'impianto alla CP sarà in parte aerea, in parte interrata. Il tratto aereo in cavo Al 3x150 +1x50 mmq e si estenderà per circa 1 km su 13 sostegni monosteli, mentre il tratto interrato, della lunghezza di 90 m, sarà in cavo tripolare ad elica visibile in Al 3x(1x185) mmq.



Figura 5 – Cabina Primaria "San Pancrazio Salentino"

Lo schema di connessione è rappresentato di seguito, in figura 6.

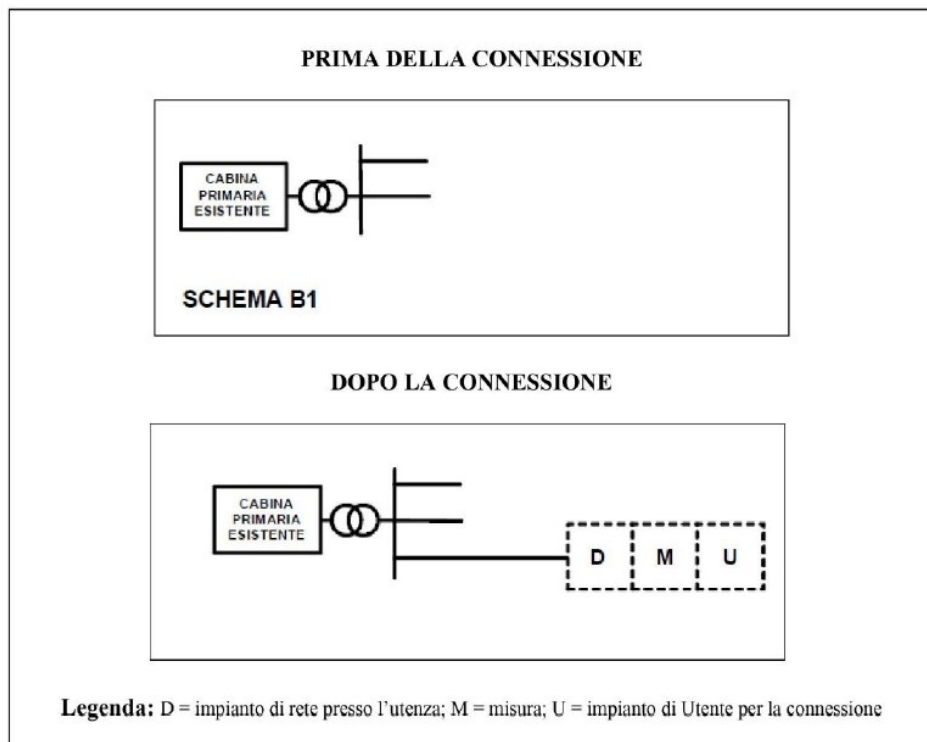


Figura 6– Schema di inserimento sulla CP “San Pancrazio Salentino”

5.2 PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

I principali componenti dell'impianto sono:

- 14.482 moduli fotovoltaici installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno del tipo SUN HUNTER 18AB della Comal;
- 557 stringhe fotovoltaiche costituite da 26 moduli in serie;
- 34 inverter multistringa posizionati in prossimità degli inseguitori all'interno di appositi quadri elettrici;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dalle stringhe arrivano agli inverter e ai quadri elettrici BT;
- 4 trasformatori MT/BT da 2000 kVA e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT, installati all'interno di appositi locali tecnici nell'area di impianto (Cabine di trasformazione/di campo);
- cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- 4 quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di generazione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- 1 locale tecnico/officina prefabbricato delle dimensioni di 6,06x2,44x2,90 m;
- 1 locale tecnico/supervisione prefabbricato delle dimensioni di 7,50x2,50x3,10 m;
- 1 cabina di consegna, con apparecchiature di protezione MT delle linee MT in arrivo dall'impianto fotovoltaico ed in partenza da questo;
- 1 linea di media tensione in cavo interrato in cavo multipolare isolato in HEPR;
- 1 quadro elettrico generale di media tensione.

L'energia elettrica prodotta in c.c. dai generatori fotovoltaici (moduli) viene prima raccolta all'interno degli inverter di stringa, all'interno dei quali avviene la conversione della corrente da c.c. a c.a. Da questi, tramite linee in bassa tensione, viene trasportata all'interno delle cabine di campo, dove subisce un innalzamento di tensione sino a 20 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia. Dalle cabine, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella cabina di consegna posizionata in prossimità dell'accesso al campo fotovoltaico e poi immessa in cavo in parte aereo e in parte interrato a 20 kV, sino alla CP "San Pancrazio Salentino" di E-Distribuzione.

6. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza nominale di 10,06499 MWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico, e sarà ubicato nel comune di San Pancrazio Salentino (BR), Strada Provinciale n.65 su terreni identificati catastalmente al foglio 42 p.lle 399, 400, 401, 402, 403, 405, 82, 84, 83, 406, 389, 390, 391 e 1947.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di inverter multistringa del tipo **FIMER PVS-175-TL** o equivalenti con potenza in uscita in AC di 175 kVA. Al fine di massimizzare la producibilità di energia esso sarà dotato di sistema di inseguimento solare.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo **JW – HD132N** di Jolywood, o equivalenti, da 695 Wp, i quali verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere 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 necessari per la realizzazione del generatore è pari a 14.482, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

dove:

- P_n generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in W;
- P_n modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in W.

L'impianto sarà suddiviso in 4 sottocampi, per ciascuno dei quali sarà predisposta una cabina di trasformazione, all'interno della quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter multistringa), 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 4 condizioni:

- 1) la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
 - 2) la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
-

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

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 1

(massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione in ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- ✓ - 10° C per le zone fredde;
- ✓ 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAXFV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAXmodulo(\theta_{min})} [V]$$

dove

- ✓ N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa;
- ✓ $U_{MAX modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAXmodulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^{\circ}C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- ✓ $U_{oc(25^{\circ}C)}$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- ✓ β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAXFV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAXmodulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc(25^{\circ}C)} - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{maxinverter}$$

essendo $U_{\max \text{ inverter}}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 2

(massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1000W/m^2 , e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPTMAX FV } (\theta_{\min.})} = N_s \cdot U_{\text{MPPTMAX modulo } (\theta_{\min.})}$$

dove:

- ✓ N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- ✓ $U_{\text{MPPTMAX modulo } (\theta_{\min.})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPTMAX modulo } (\theta_{\min.})} = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\min.})$$

Essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPTMAX FV } (\theta_{\min.})} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\min.})] \leq U_{\text{MPPTMAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPTMAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 3

(minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- ✓ irraggiamento pari a 1000 W/m^2
- ✓ temperatura θ_{\max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- ✓ N_s è il numero di moduli collegati in serie;
-

- ✓ $U_{MPPTmin}$ modulo è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPTmin\ modulo} = U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPTmin\ FV} = N_s \cdot [U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})] \geq U_{MPPT\ min\ INVERTER}$$

essendo $U_{MPPTminINVERTER}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 4

(massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa, Max} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- ✓ $I_{stringa, Max}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- ✓ 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{maxFV} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{max\ Inverter}$$

dove:

- ✓ $I_{max\ FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- ✓ N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- ✓ $I_{max\ inverter}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Per i 4 sotto campi si prevede l'impiego di 34 inverter ai quali saranno collegate le 557 stringhe fotovoltaiche da **26 moduli in serie**. Gli inverter saranno distribuiti sui relativi trasformatori MT/BT attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (tipicamente 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. Le cabine di trasformazione saranno ubicate in posizione pressoché baricentrica rispetto ai generatori in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata. All'interno di ciascuna cabina di trasformazione, nel locale di distribuzione di media tensione, sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione, contenente due interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Le 4 cabine di trasformazione saranno a loro volta collegate in entra-esce in cavo interrato elettrificato a 20 kV fino al quadro elettrico installato nel vano MT da cui partirà il collegamento con la CP "San Pancrazio Salentino" per l'immissione nella Rete di Distribuzione.

6.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 695 Wp, ognuno costituito da 132 celle in silicio monocristallino collegate in serie/parallelo, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C) sono di seguito riportate.

JW-HD132N Series | N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	670	675	680	685	690	695
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4
MPP Current (Imp) (A)	17.46	17.50	17.54	17.58	17.62	17.67
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.52	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37

*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

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	507	511	514	518	522	526
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.0	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9
MPP Current (Imp) (A)	14.08	14.11	14.14	14.17	14.21	14.25
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.0	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.93	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13

*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*	80%

*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

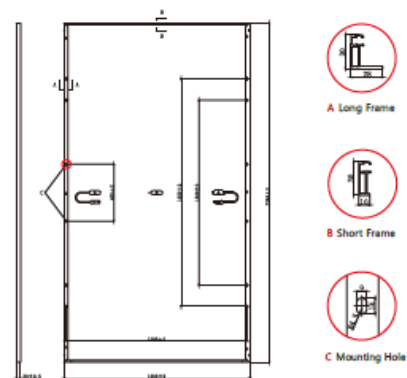
*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

Mechanical Properties	
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(11*12)
Dimension	2384mm*1303mm*30mm
Weight	38kg
Front/Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

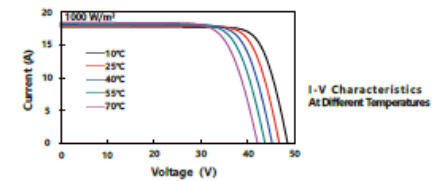
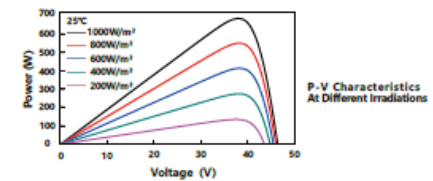
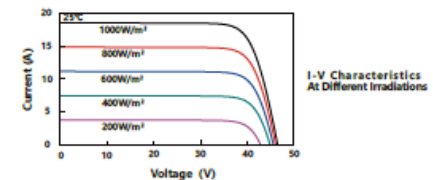
*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

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



Partner Section

NOTE:
*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Jolywood 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.

Figura 7: datasheet moduli fotovoltaici Jolywood bifacciali

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le stringhe.

Le stringhe fotovoltaiche saranno costituite da 26 moduli in serie e presenteranno le caratteristiche tecniche riportate nella tabella:

U_{oc} [V]	1222
U_{MPPmax} [V]	1024,4
I_{max} [A]	17,67
I_{sc} [A]	18,76

Per la determinazione dei parametri elettrici delle stringhe, sono stati assunti i seguenti valori di temperatura:

- ✓ $\theta_{riferimento} = 25^{\circ} C$;
- ✓ $\theta_{minima} = 0^{\circ} C$;
- ✓ $\theta_{massima} = 70^{\circ} C$.

6.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da tracker monoassiali ad asse orizzontale con i moduli installati su un'unica fila, in verticale, secondo n.3 configurazioni portrait da 78, 52 e 26 pannelli. Ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché sono dotati di proprio motore. L'asse di rotazione (asse principale del tracker) è in linea orientato nella direzione nord-ovest/sud-est, con una inclinazione (azimut) di circa 160° . Piccole rotazioni sono possibili in relazione alla conformazione del terreno. Il range di rotazione completo del tracker è $\pm 60^{\circ}$

Ogni tracker è costituito da pali che supportano un numero diverso di travi su cui sono fissati i correntini sui quali vengono ancorati i moduli fotovoltaici con bulloni, di cui almeno uno di essi è dotato di un dado antifurto. Il palo centrale è del tipo HEA 160. Su questo palo è fissato il motore sul quale vengono calettate le prime due travi centrali, una a DR e l'altra a SN. Attraverso opportuni giunti sono collegate le travi successive, di diversa lunghezza, che a loro volta, tramite robusti cuscinetti, poggiano su pali a "Z".

Al fine di rendere la struttura solida e robusta, le travi hanno uno spessore diverso che diminuisce dal centro verso l'esterno. Il motore che ruota i pannelli è di tipo a corrente continua ed è controllato dal controller che utilizza una batteria interna da 6 Ah, la cui carica è garantita da un pannellino fotovoltaico da 30W. Il pannellino è montato sopra il motore, mentre il controller è fissato sulla traversa centrale immediatamente

accanto al motore. Le travi e le omega sono zincate "Z450"; i pali, i giunti e le teste sono zincati a caldo EN 1461. Le strutture di supporto vengono posizionate ad un'altezza di circa 2,20 m dal terreno seguendo la giacitura dello stesso e sono infisse al terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. Le fondazioni sono costituite da pali a vitone in acciaio collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture del "tracker" di sostegno dei pannelli.

COMPONENTI CORE DEL TRACKER SUNHUNTER SINGOLO ASSE																			
<ul style="list-style-type: none"> SLEW DRIVE Trasmissione ad alta coppia nominale Grado di protezione IP66 Precisione di rilevamento 0,1 ° Temperatura dell'azionamento a vite senza fine da -20 ° C a + 120 ° C Controllato da una propria scheda elettronica in grado di rilevare la posizione del tracker per controllare l'angolo del tracker stesso e trasmettere i dati utilizzando la rete mesh Zigbee WPAN (wireless personal area networks) Basato sullo standard Zigbee IEEE 802.15.4 STRUTTURA Acciaio al carbonio secondo EN10219 Zincato a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE 																			
<ul style="list-style-type: none"> CUSCINETTO Cuscinetto orientabile auto-allineante Carichi elevati Resistente allo sporco Resistente ai prodotti chimici Facile montaggio e smontaggio Compensazione di errori di disallineamento che fanno sempre la migliore condizione di rotazione sui tracker SELF POWER Kit di alimentazione con pannello fotovoltaico e batteria per ogni rotazione CARATTERISTICHE GENERALI <table border="0"> <tr> <td>Tipo di sistema</td> <td>Inseguimento orizzontale ad asse singolo</td> </tr> <tr> <td>Tipo di azionamento</td> <td>Slew Drive (134W DC - 5.500 N * m)</td> </tr> <tr> <td>Gammas di rilevamento del movimento</td> <td>± 60 °</td> </tr> <tr> <td>Alimentazione al motore / controller</td> <td>Autoproduzione oppure 100 - 240 V CA 50/60 Hz</td> </tr> <tr> <td>Materiale</td> <td>S275 JOH, S355 JOH zincati a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE</td> </tr> <tr> <td>Pendenza del terreno consentita</td> <td>≤ 9% N / S</td> </tr> <tr> <td>Velocità massima del vento</td> <td>Standard 17 m / s</td> </tr> <tr> <td>Modalità di sicurezza (posizione orizzontale automatica)</td> <td>Modalità vento / Modalità neve</td> </tr> <tr> <td>Controller</td> <td>Controller elettronico solare, protocollo Modbus</td> </tr> </table> 	Tipo di sistema	Inseguimento orizzontale ad asse singolo	Tipo di azionamento	Slew Drive (134W DC - 5.500 N * m)	Gammas di rilevamento del movimento	± 60 °	Alimentazione al motore / controller	Autoproduzione oppure 100 - 240 V CA 50/60 Hz	Materiale	S275 JOH, S355 JOH zincati a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE	Pendenza del terreno consentita	≤ 9% N / S	Velocità massima del vento	Standard 17 m / s	Modalità di sicurezza (posizione orizzontale automatica)	Modalità vento / Modalità neve	Controller	Controller elettronico solare, protocollo Modbus	
Tipo di sistema	Inseguimento orizzontale ad asse singolo																		
Tipo di azionamento	Slew Drive (134W DC - 5.500 N * m)																		
Gammas di rilevamento del movimento	± 60 °																		
Alimentazione al motore / controller	Autoproduzione oppure 100 - 240 V CA 50/60 Hz																		
Materiale	S275 JOH, S355 JOH zincati a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE																		
Pendenza del terreno consentita	≤ 9% N / S																		
Velocità massima del vento	Standard 17 m / s																		
Modalità di sicurezza (posizione orizzontale automatica)	Modalità vento / Modalità neve																		
Controller	Controller elettronico solare, protocollo Modbus																		

Figura 8: caratteristiche tracker SunHunter

6.3 INVERTER

La conversione da corrente continua a corrente alternata a 50 Hz per la relativa immissione in rete, è ottenuta da un opportuno gruppo di conversione. In prossimità degli inseguitori saranno installati degli inverter di stringa, ossia inverter contenuti all'interno di quadri da esterno con grado di protezione IP 66 per la sezione di raffreddamento, che avviene con aria forzata. Sono dotati di 9 MPP e ciò consente di ridurre i problemi causati da parziale ombreggiamento e polvere. Il prodotto senza fusibili riduce il rischio di incendio e costi di O&M. Maggior rendimento ed efficienza, l'algoritmo aggiornato oltre ad una funzione di auto apprendimento consente di tracciare il picco di potenza più elevato per una migliore produzione.

Saranno tipicamente installati "in testa" agli inseguitori. Gli inverter provvederanno alla conversione della corrente continua proveniente dalle stringhe di moduli in corrente alternata a 50 Hz, che poi sarà trasmessa, tramite apposite linee in cavo, al relativo quadro BT della cabina di trasformazione. Ad ogni inverter afferiranno un massimo di 17 stringhe.

Nel caso in esame è prevista l'installazione di:

- n° 34 inverter da 175 kVA;

Con una potenza pari a 10.064,99 kW (5.999 kW), ad ogni inverter afferiranno un massimo di 17 stringhe. Ogni stringa ha una potenza pari a 18,07 kWp (695 Wp x 26 moduli), per una massima potenza totale in ingresso lato DC di ogni inverter pari a circa 307,19 kW.

In particolare si prevedono:

- 1 inverter a cui afferiranno 13 stringhe = $18,07 * 13 = 234,91$ kW;
- 4 inverter a cui afferiranno 14 stringhe = $18,07 * 14 * 4 = 1.011,92$ kW;
- 2 inverter a cui afferiranno 15 stringhe = $18,07 * 15 * 2 = 542,1$ kW;
- 1 inverter a cui afferiranno 16 stringhe = $18,07 * 16 = 289,12$ kW;
- 26 inverter a cui afferiranno 17 stringhe = $18,07 * 17 * 26 = 7.986,94$ kW;

per un totale di = 10.064,99 kW.

Di seguito le caratteristiche tecniche dell'inverter che è stato utilizzato in fase di progettazione.

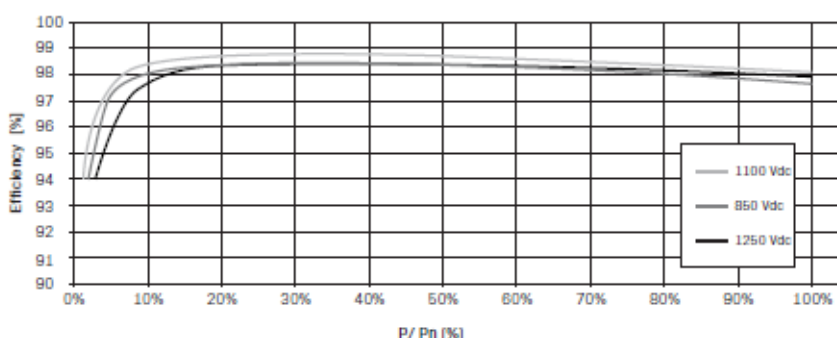
Dati tecnici e modelli

Modello	PVS-175-TL
Ingresso	
Massima tensione assoluta DC in Ingresso ($V_{max,abs}$)	1500 V
Tensione di attivazione DC di Ingresso (V_{start})	750 V (850...1000 V)
Intervallo operativo di tensione DC in Ingresso ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	0.7 x V_{start} ...1500 V (min 600 V)
Tensione nominale DC in Ingresso (V_{dc})	1100 Vdc
Tensione nominale DC in Ingresso (P_{dc})	188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C
Numero di MPPT indipendenti	12
Intervallo MPPT di tensione DC ($V_{dmin}...V_{dmax}$) a P_{dc}	850...1350 V
Corrente massima DC di Ingresso per ogni MPPT (P_{dmax})	22 A
Massima corrente DC in Ingresso (I_{dmax}) per ogni MPPT	30 A
Numero di coppie di collegamento DC in Ingresso per ogni MPPT	2 ingressi DC per MPPT
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido ³
Protezioni di Ingresso	
Opzione Arc Fault Detection ²	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Protezione da inversione di polarità	Sì, da sorgente limitata in corrente
Protezione da sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - varistor	Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni S/S2)
Protezione da sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Scaricatore di sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni SX/SX2)
Controllo di isolamento campo fotovoltaico (resistenza di isolamento)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Unità di monitoraggio correnti residue (protezione dispersione corrente)	In accordo alla normativa IEC 62109-2
Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT	20 A/1500 V - 35 A/1250 V - 50 A/1000 V
Portata fusibili	Non applicabile
Monitoraggio della corrente di stringa	A livello MPPT
Uscita	
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3W+PE
Potenza nominale AC di uscita ($P_{ac} @ \cos\phi=1$)	175 000 W @ 40°C
Potenza massima AC di uscita ($P_{ac,max} @ \cos\phi=1$)	185 000 W @ 30°C
Potenza apparente massima (S_{max})	185 000 VA
Tensione nominale AC di uscita (V_{ac})	800 V
Intervallo di tensione AC di uscita	(552...980) ²
Massima corrente AC di uscita ($I_{ac,max}$)	134 A
Frequenza nominale di uscita (f)	50 Hz/60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz/55...65 Hz ²
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, 0...1 induttivo/capacitivo con massima S_{max}
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Massima iniezione di corrente DC (% di In)	< 0.5%*In
Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo	1 x 53 mm (1 x pressacavo M63)
Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo	3 x 32 mm (3 x pressacavo M40)
Tipo di connessioni AC ⁴	Barra prevista per la connessione di ponticelli con dadi M10
Protezione di uscita	
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale
Massima protezione da sovracorrente AC	200 A
Protezione da sovratensione di uscita - dispositivo per protezione da sovratensione sostituibile	Tipo 2 con monitoraggio
Prestazioni operative	
Efficienza massima (η_{max})	98.7%
Efficienza pesata (EURO/CEC)	98.4%
Comunicazione	
Interfaccia di comunicazione integrate	Due porte Ethernet, WLAN ⁵ , RS-485
Interfaccia utente	4 LEDs, Interfaccia utente web, Mobile APP
Protocollo di comunicazione	Modbus RTU/TCP (conforme a Sunspec)
Messa in servizio	interfaccia utente web, Mobile app/APP a livello impianto
Monitoraggio	Plant Portfolio Manager, Plant Viewer
Aggiornamento FW	Aggiornamento FW inverter da remoto (tutti i componenti) tramite Ethernet/ interfaccia WLAN da locale e da remoto
Aggiornamento parametri	Aggiornamento dei parametri dell'inverter (tutti i componenti) tramite Ethernet/interfaccia WLAN da locale e da remoto
Ambientali	
Temperatura ambiente	-25...+60°C/-13...140°F con derating oltre 40°C/133 °F
Umidità relativa	4%...100% condensa
Pressione di emissione acustica, tipica	65dB(A) @ 1m
Massima altitudine operativa senza derating	2000 m/6560 ft

Dati tecnici e modelli

Modello	PVS-175-TL
Fisici	
Grado di protezione ambientale	IP 65 (IP54 per sezione di raffreddamento)
Sistema di raffreddamento	Aria forzata
Dimensioni (H x L x P)	867x1086x419 mm/34.2" x 42.5" x 16.5" per modelli -S, -SX 867x1086x459 mm / 34.2"x42.7"x18.0" per modelli -S2, SX2
Peso	~76kg/167,5 lbs per modulo di potenza ~77kg/169,7 lbs per scatola di cablaggio 153 kg/337,2 lbs per peso totale
Sistema di montaggio	Staffe a parete (solo supporto verticale)
Sicurezza	
Livello di isolamento	Senza trasformatore
Certificazioni	CE
Sicurezza e norme EMC	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328, EN 62311
Norme di connessione alla rete ²⁾	CEI 0-16, UTE C 15 712-1, JORDAN IRR-DCC-MV e IRR-TIC, BDEW, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120, P.O. 12.3, DRRG D.4
Modelli disponibili	
Modulo di potenza inverter	PVS-175-TL-POWER MODULE
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + variatore lato DC	WB-S-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + variatore lato DC + sezionatore AC	WB-S2-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + SPD Tipo 2 con cartucce estraibili (DC & AC)	WB-SX-PVS-175-TL
24 canali di ingresso ad innesto rapido (2 per ciascun MPPT) + sezionatori DC + sezionatore AC + SPD Tipo 2 con cartucce estraibili (DC & AC)	WB-SX2-PVS-175-TL
Opzioni disponibili	
Opzione Arc Fault Detection	Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B ³⁾ con capacità di rilevamento per singolo MPPT
Piastra AC, Cavi polo singolo	Piastra con 5 pressacavi AC individuali 4 x M40: Ø 19...28mm, 1 x M25: Ø 10...17mm
Piastra AC, Cavi polo multiplo	Piastra con 2 pressacavi AC individuali Opz.1: 1 x M63: Ø 34...45mm, 1 x M25: Ø 10...17mm Opz.2: 1 x M63: Ø 37...53mm, 1 x M25: Ø 10...17mm
Sistema di alimentazione notturna	Funzionamento notturno con capacità di riavvio
Anti-PID ⁴⁾	In base alla polarizzazione notturna del generatore

Curve di efficienza PVS-175-TL



1) Multicontact MC4-Evo2. Gli accoppiatori di cavi possono accettare fino a 10mm² (AWG8)
 2) Disponibile come opzione. Prestazioni in linea con i requisiti previsti dalla normativa IEC 630277
 3) La tensione AC e l'intervallo di frequenza possono variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione

4) L'uso di cavi in alluminio è possibile tramite capicorda bimetallici
 5) Come previsto per l'articolo IEEE 802.11b/g, 2.4 Ghz
 6) Verificare la disponibilità tramite il canale di vendita
 7) Non può operare simultaneamente quando installato in concomitanza del sistema di alimentazione notturna

Figura 9: datasheet inverter FIMER PVS-175-TL

6.4 LINEE BT IN CAVO INTERRATO

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due differenti tipologie di cavi di bassa tensione:

- ✓ cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter di stringa;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua.

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle due tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

6.4.1 Cavi della sezione in corrente continua

Per cavi della sezione in c.c. si intendono:

- ✓ i cavi attraverso i quali vengono collegati tra loro i moduli fotovoltaici per formare le stringhe;
- ✓ i cavi che collegano le stringhe agli inverter;

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.



Figura 10: cavi solari per applicazioni fotovoltaiche

Per entrambe le tipologie di cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore), deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U_0$ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra

$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U$ nel caso di sistemi con punto centrale a terra

dove:

- ✓ $U_{oc} \text{ stringa}$ è la tensione a vuoto di stringa [V];
- ✓ U_0 è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];
- ✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico. In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$I_B = 1,25 \cdot I_{sc}$ per il cavo della singola stringa;

$I_B = N_{qsc} \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ per il cavo che collega il quadro di sottocampo al quadro di campo o all'inverter;

$I_B = N_{stringhe} \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ per il cavo che collega il quadro di campo all'inverter.

dove:

- ✓ N_{qsc} il numero di stringhe collegate al quadro di sottocampo;
- ✓ $N_{stringhe}$ il numero di stringhe complessivo.

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- ✓ I_0 è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
 - ✓ K_1, K_2, K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
-

- K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
- K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
- K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
- K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2 , K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme. Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_o)]}$$

in cui:

- ✓ θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- ✓ θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- ✓ θ_o è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter, ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓ r è la resistenza del cavo [Ω/km];
- ✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter o al quadro in c.c. [m];

- ✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Le linee in cavo in corrente continua saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa di 1,20 m. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

6.4.2 Cavi della sezione in corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (134 A).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,00 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

6.5 QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico.

Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A, con caratteristica di intervento di tipo C. Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5.



Figura 11: esempi di interruttori automatici

Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.



Figura 12: esempio di interruttore differenziale

6.6 TRASFORMATORI MT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica sulla rete di distribuzione di media tensione, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 20 kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori BT/MT. Essi saranno contenuti all'interno di cabine di trasformazione/di campo; si tratta di container compatti prefabbricati delle dimensioni di 6,058x2,438x2,896 m (L x l x h), contenenti i quadri di BT e tutti i dispositivi elettrici di protezione.

Tenendo conto delle potenze nominali dei 4 sottocampi fotovoltaici, si è scelto di utilizzare per ogni sottocampo un trasformatore BT/MT, avente le seguenti caratteristiche:

An	2000 kVA
V1n	0,8 kV
V2n	20 kV
Collegamento avvolgimento MT	D
Collegamento avvolgimento BT	yn
Gruppo	11
Vcc%	6 %
Isolamento	resina

6.7. COLLEGAMENTO DEI TRASFORMATORI AI QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore.

I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

Per trasformatori fino a 250 kVA si impiegano in genere cavi unipolari (uno per ogni fase). Per potenze maggiori si utilizzano più cavi unipolari in parallelo, oppure condotti sbarre.

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative

6.8 PROTEZIONE DEI TRASFORMATORI DALLE SOVRACORRENTI

La messa in tensione di un trasformatore comporta una sovracorrente di inserzione, la quale si smorza secondo una legge di tipo esponenziale con costante di tempo T_i dipendente dalla potenza nominale dello stesso.

La protezione contro il cortocircuito del trasformatore deve essere scelta in modo che non intervenga all'inserzione del trasformatore stesso.

Nel caso specifico, sul lato MT di ciascun trasformatore, sarà previsto un interruttore di manovra sezionatore con fusibile opportunamente dimensionato.

In occasione della messa in tensione della linea di media tensione che consente di collegare la centrale fotovoltaica alla Cabina Primaria, le correnti di inserzione dei trasformatori potrebbero determinare l'intervento delle protezioni della linea MT installate nella Cabina.

Per evitare questo inconveniente, si potrà prevedere un automatismo che inserisca i trasformatori singolarmente o a gruppi con un ritardo di 5s-10s.

6.9 LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO TRA IL QUADRO GENERALE MT E I TRASFORMATORI MT/BT

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate in cavo tripolare concentrico isolati in HEPR (Figura 13).

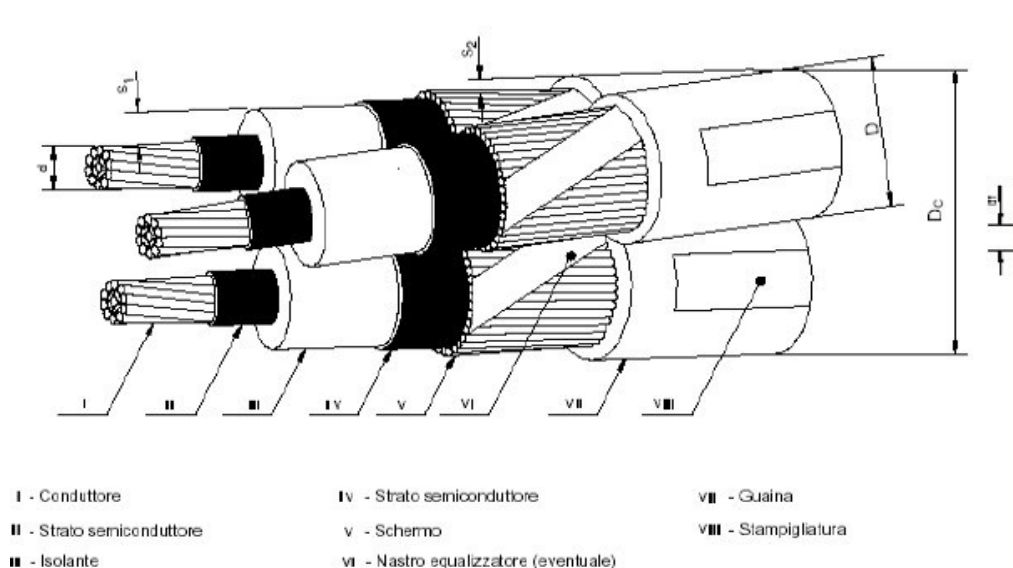


Figura 13: cavi tripolari di media tensione unificati e-distribuzione

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico, tenendo conto delle condizioni di posa e di installazione.

In merito alle condizioni di posa, si ricorda che i cavi di media tensione possono essere posati direttamente nel terreno (posa diretta) oppure in tubi, condotti o cunicoli interrati (posa indiretta).

Nel caso in esame le linee saranno posate in tubo protettivo il quale dovrà avere un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

La profondità di posa prevista è di 1,15 m per non interferire con altri servizi interrati.

La corrente di impiego di ciascuna linea è stata determinata attraverso l'applicazione della seguente formula:

$$I_B = (P_n \text{ sottocampo fotovoltaico}) / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\phi)$$

dove:

- ✓ P_n è la potenza nominale del sottocampo fotovoltaico [Wp];
- ✓ V_n è la tensione nominale della linea [V];
- ✓ $\cos\phi$ è il fattore di potenza, fissato a 0,95.

Per il corretto dimensionamento, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_z = I_{z0} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

dove:

- ✓ I_{z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- ✓ I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- ✓ K_1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- ✓ K_2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- ✓ K_3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- ✓ K_4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- ✓ I_B è la corrente di impiego calcolata.

I 4 sottocampi fotovoltaici in cui è stato suddiviso l'intero campo fotovoltaico hanno all'incirca la stessa potenza nominale (circa 2500 kWp potenza media). Pertanto le correnti di impiego delle linee di media tensione avranno la stessa intensità:

$$I_B = P_n / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\phi) = 2500 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \times 20000 \times 0,95) = 76 \text{ A}$$

Le principali caratteristiche elettriche dei cavi scelti sono le seguenti:

- ✓ $U_0 = 12 \text{ kV}$;
 - ✓ $U = 20 \text{ kV}$;
 - ✓ $U_{\max} = 24 \text{ kV}$;
 - ✓ Sigla del cavo: ARE4H5EX
 - ✓ Tipologia di cavo: tripolare ad elica visibile
 - ✓ $S = 3 \times (1 \times 120) \text{ mm}^2$
-

- ✓ Portata in condizioni di posa con altri cavi = 162 A

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-30 cm al di sopra del cavo stesso.

Una volta terminata la posa del cavo, prima di sigillare le teste è consigliabile tagliare uno o due metri di cavo alle due estremità, poiché potrebbero aver subito danni meccanici e/o infiltrazioni di umidità.

Gli eventuali giunti ed i terminali andranno eseguiti a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante da personale qualificato.

6.10 QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE

Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- ✓ 1 scomparto di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- ✓ 1 scomparto interruttore generale;
- ✓ 1 scomparto partenza linea;
- ✓ 1 scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di arrivo conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra.

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16 e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67N.

Lo stesso dispositivo potrà svolgere anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni:

- ✓ protezione 27;
 - ✓ protezione 59;
 - ✓ protezione 81<;
 - ✓ protezione 81>;
 - ✓ protezione 59N.
-

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67 N.

Dallo scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di trasformazione.

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, all'interno del quale verrà installato un trasformatore MT/BT da 100 kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- ✓ relè di protezione;
- ✓ sganciatori degli interruttori MT;
- ✓ motori elettrici per la movimentazione dei Tracker;
- ✓ relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

6.11 SERVIZI DI CABINA

All'interno dei locali cabine si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- ✓ impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- ✓ n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- ✓ n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- ✓ n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in BT appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale.

7. DESCRIZIONE DELLE FASI, TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

7.1 FASI, TEMPI E MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

Gli interventi di progetto, analizzando le diverse categorie di lavoro per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, consistono nel:

- livellamento e sistemazione del terreno mediante eliminazione di pietrame sparso, taglio di spuntoni di roccia affiorante da eseguirsi con mezzi meccanici tipo escavatore, terna, ruspa;
- formazione di percorso carrabile di ispezione lungo il perimetro del fondo con spianamento e livellamento del terreno con misto di cava da eseguirsi con mezzi meccanici tipo escavatore, a sua volta servito da camion per il carico e scarico del materiale utilizzato e/o rimosso;
- realizzazione di una recinzione dell'intero fondo lungo il perimetro di ciascun blocco, con ringhiera tipo rete elettrosaldata o similare, completa di n°1 cancello di ingresso con stessa tipologia della recinzione;
- realizzazione di impianto antintrusione dell'intero impianto;
- costruzione dell'impianto fotovoltaico costituito da struttura metallica portante, previo scavo per l'interramento dei cavi elettrici per media e bassa tensione di collegamento alle cabine di campo ed alla cabina d'impianto, previste in struttura prefabbricata monoblocco;
- assemblaggio, sulle predette strutture metalliche portanti preinstallate, di pannelli fotovoltaici, compreso il relativo cablaggio;
- a completamento dell'opera, smobilitazione cantiere e sistemazione del terreno a verde con piantumazione di essenza vegetali tipiche dei luoghi, previa realizzazione di apposite buche nel terreno e riempimento delle stesse con terreno vegetale.

In linea di principio le operazioni si articoleranno secondo le seguenti fasi:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo di tutte le opere.

Si riporta di seguito una tabella con le fasi principali previste. Accanto ad ogni fase è specificato il tempo di esecuzione stimato e il tipo di squadra coinvolta:

FASE	Operatore	Tempo [gg lav.]
Richiesta di connessione all'ENEL e ottenimento della STMG	Ufficio	60
Rilascio delle autorizzazioni necessarie	Ufficio	120
Recinzione provvisoria dell'area	Manovali edili	5
Sistemazione del terreno	Ditta specializzata	5
Pulizia del terreno	Ditta specializzata	5
Sbancamento per le piazzole di cabina	Manovali edili	7
Esecuzione scavi perimetrali	Manovali edili	20
Tracciamento delle strade interne	Manovali edili	5
Tracciamento dei punti come da progetto	Manovali edili	5
Realizzazione dei canali per la raccolta delle acque meteoriche	Manovali edili	10
Posa della recinzione definitiva	Manovali edili	15
Posa delle cabine prefabbricate	Ditta specializzata	20
Esecuzione delle infissioni delle strutture di sostegno e livellamenti necessari	Manovali edili	100
Infissione e collegamento dei dispersori dell'impianto di terra	Manovali edili	15
Esecuzione scavi per canalette	Manovali edili	20
Installazione delle palificazioni	Manovali edili	20
Installazione e cablaggio corpi illuminanti	Elettricisti	20
Installazione sistemi di sicurezza	Ditta specializzata	10
Posa delle canalette	Manovali edili	15
Posa degli inverter	Ditta specializzata	15
Montaggio delle strutture di sostegno	Montatori meccanici	100
Posa dei moduli FV sulle sottostrutture	Elettricisti	200
Installazione dei quadri di campo esterni	Elettricisti	10
Esecuzione dell'impianto di terra e collegamento conduttori di protezione	Elettricisti	20
Posa dei cavi di energia nelle canalette	Elettricisti	20
Posa dei cavi di segnale in corrugato	Elettricisti	15
Cablaggi nei cestelli e raccordi alle canalette	Elettricisti	15
Chiusura di tutte le canalette	Elettricisti	5
Cablaggi delle apparecchiature elettriche	Elettricisti	10
Cablaggi in cabina	Elettricisti	15
Reinterro attorno alle cabine	Manovali edili	4
Cablaggi dei moduli fotovoltaici	Elettricisti	150

Posa e cablaggio dei cancelli	Manovali edili	2
Esecuzione dei lavori di linea da parte di ENEL	ENEL	90
Verifiche sull'impianto di terra	Elettricisti	3
Collaudo degli impianti tecnologici e servizi ausiliari	Ditta specializzata	2
Primo collaudo funzionale e di sicurezza (prove in bianco)	Direzione lavori	2
Prova di produzione	Direzione lavori	2
Installazione dei gruppi di misura da parte di ENEL	ENEL	1
Intervento dell'UTF	UTF	1
Collaudo finale e messa in esercizio	Direzione lavori	1

7.2 FASE DI CANTIERIZZAZIONE

Il cantiere principale dell'impianto dovrà essere dotato di locali per i servizi igienico assistenziali di cantiere (del tipo chimico) dimensionati in modo da risultare consoni al numero medio di operatori presumibilmente presenti in cantiere e con caratteristiche rispondenti all'allegato XIII del D.Lgs. 81/08. Il numero dei servizi non potrà essere in ogni caso inferiore ad 1 ogni 10 lavoratori occupati per turno.

Sulla base delle attività suddette dovranno essere analizzati e valutati i rischi e quindi, sulla base delle dettagliate valutazioni che saranno svolte durante la predisposizione del piano di sicurezza e coordinamento (PSC), saranno proposte procedure, apprestamenti e attrezzature per la prevenzione degli infortuni e la tutela della salute dei lavoratori, oltre che stimati i relativi costi. Il PSC proporrà altresì le misure di prevenzione dei rischi risultanti dall'eventuale presenza, simultanea o successiva, di varie imprese e di lavoratori autonomi, nonché dall'utilizzazione di impianti comuni quali infrastrutture, mezzi logistici e di protezione collettiva.

La realizzazione dell'impianto sarà divisa in varie fasi. Ogni fase potrà prevedere il noleggio di uno o più macchinari (muletti, escavatrici, gru per la posa della cabina prefabbricata, ecc.).

Nessuna nuova viabilità esterna sarà realizzata essendo l'area già servita da infrastrutture viarie.

Le restanti aree del lotto (aree tra le stringhe e sotto le strutture di supporto) saranno piantumate con erba. È previsto complessivamente un numero di viaggi al cantiere da parte di mezzi pesanti per trasporto materiale inferiore a 170 (per una media inferiore di 5 viaggi alla settimana).

La tabella di seguito fornisce una panoramica di tipo e quantità dei trasporti previsti.

Materiale di trasporto	N. Autoarticolato o autosnodato a 3 o più assi	N. Betoniere	N. Furgoni
Moduli fotovoltaici	30		
Inverter	1		
Strutture sostegno pannelli	28		
Trasformatori, quadri elettrici e scomparti elettrici	10		2
Canali portacavi	10		
Cavi elettrici	10		5
Cabine prefabbricate	12		
Recinzione	15		5
Pali e corpi illuminanti	10		
Impianti tecnologici di controllo e allarme			10
Materiale edile	8	8	
Trasporto a rifiuto	5		
Totale	139	8	22

Oltre ai veicoli per il normale trasporto giornaliero del personale di cantiere, saranno presenti in cantiere 1 autogru (all'occorrenza) per la posa delle cabine prefabbricate, 1 o 2 muletti per lo scarico del materiale, 1 o 2 furgoni cassonati per il trasporto interno del materiale, 1 o 2 escavatori a benna ed 1 escavatore a pala.

7.3 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Durante la sua vita utile stimata per circa 30 anni, si farà manutenzione su ciascuna componente dell'impianto come di seguito dettagliato. Per ulteriori dettagli si consulti la relazione dedicata alla manutenzione (82SHKJ7_DocumentazioneSpecialistica_03).

7.3.1 Moduli fotovoltaici

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva, volta all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- controllo cassetta di terminazione, mirata ad identificare eventuali deformazioni della stessa, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi;
- pulizia periodica dei moduli per il mantenimento dell'efficienza.

7.3.2 Stringhe fotovoltaiche

La manutenzione preventiva sulle stringhe non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e deve essere effettuata dal quadro elettrico in continua, e consiste nel controllo delle grandezze elettriche: con l'ausilio di un normale multimetro, controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; nel caso in cui tutte le stringhe dovessero essere nelle stesse condizioni di esposizione, risulteranno accettabili scostamenti fino al 10%.

7.3.3 Quadri elettrici

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
 - controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
 - controllo organi di manovra per verificarne l'efficienza;
-

- controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase e opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
- UPS: periodicamente verranno manutenzionate le batterie dei sistemi di accumulo in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori;
- Gruppo Elettrogeno, al fine di assicurare il corretto funzionamento del gruppo elettrogeno di soccorso, periodicamente verranno effettuate le sostituzioni dei liquidi di lubrificazione e raffreddamento nonché la manutenzione delle batterie elettrolitiche: inoltre saranno effettuate prove di avviamento periodiche.

7.3.4 Inverter

Le operazioni di manutenzione preventiva saranno limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio/cabina di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti.

Tutte le operazioni saranno eseguite con impianto fuori servizio.

7.3.5 Collegamenti elettrici

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio la struttura di sostegno dei moduli).

7.3.6 Opere a verde

La tipologia di progettazione con cui sono state pensate le fasce di rispetto prevede un impegno di gestione contenuto e via via minore man mano che le piante si accrescono. Per questo motivo, considerando la rusticità dell'impianto, si prevede che le operazioni richieste per il mantenimento delle fasce possano essere:

- controllo delle erbe infestanti;
 - potatura e gestione dell'accrescimento: la pratica di potatura permetterà, nei primi anni, di ottenere una crescita equilibrata e armonica delle essenze e contribuirà al corretto sviluppo sia in altezza che in volume delle fasce. A sviluppo completo, invece, gli interventi di potatura saranno indispensabili
-

solo nel caso in cui l'accrescimento delle piante non sia compatibile con l'operatività dell'impianto fotovoltaico. In questo caso gli interventi potranno essere rivolti alla rettifica della corretta forma effettuando tagli di ritorno e riduzioni di chioma.

- controllo di patogeni e parassiti: data la rusticità e l'adattabilità all'ambiente delle essenze scelte, il controllo di patogeni e parassiti verrà effettuato solo ed esclusivamente nel caso in cui l'eventuale danno pregiudicasse la vegetazione a meno di interventi di controllo imposti da decreti di lotta del servizio fitosanitario regionale competente.

Ogni operazione sarà eseguita con un approccio integrato, seguendo il criterio di intervenire solo nel caso in cui sia ravvisabile una problematica tale da pregiudicare il corretto accrescimento delle mitigazioni. In ogni caso, anche in relazione alla rusticità delle piante, verranno privilegiati interventi agronomici e, ove strettamente necessario, interventi con presidi fitosanitari.

7.4 FASE DI DISMISSIONE

Si prevede una vita utile dell'impianto non inferiore ai 30 anni.

A fine vita dell'impianto è previsto l'intervento sulle opere non più funzionali attraverso uno dei modi seguenti:

- totale o parziale sostituzione dei componenti elettrici principali (moduli, inverter, trasformatori, ecc.);
- smantellamento integrale del campo e riutilizzazione del terreno per altri scopi.

In caso di smantellamento dell'impianto, i materiali tecnologici elettrici ed elettronici verranno smaltiti secondo direttiva 2002/96/EC: WEEE (Waste Electrical and Electronic Equipment) – direttiva RAEE – recepita in Italia con il Dlgs 151/05.

Il prodotto più tecnologicamente sviluppato e maggiormente presente in peso nel campo è il modulo fotovoltaico. A tal proposito, è stata istituita un'associazione/progetto di produttori di celle e moduli fotovoltaici, chiamata PV-Cycle. L'associazione consta al momento di circa 40 membri tra i maggiori paesi industrializzati, tra cui TOTAL, SHARP, REC e molti altri giganti del settore. Il progetto si propone di riciclare ogni modulo a fine vita. Sono attualmente attive 2 linee di riciclaggio sperimentale avviate dalle società First Solar e SolarWorld. Il costo dell'operazione è previsto da sostenersi a cura dei produttori facenti parte dell'associazione.

I materiali edili (i plinti di pali perimetrali, la muratura delle cabine) in calcestruzzo, verranno frantumati e i detriti verranno e riciclati come inerti da ditte specializzate.

Per le ragioni sinora esposte, lo smaltimento/riciclaggio dei moduli non rappresenterà un futuro problema. Prodotti quali gli inverter, il trasformatore BT/MT, ecc., verranno ritirati e smaltiti a cura del produttore.

Essendo prevista la completa sfilabilità dei cavi, a fine vita ne verrà recuperato il rame e smaltiti i rivestimenti in mescole di gomme e plastiche. Le opere metalliche quali i pali di sostegno delle strutture, la recinzione, i pali perimetrali e le strutture in acciaio e ferro zincato verranno recuperate; le strutture in alluminio saranno riciclabili al 100%.

Per ulteriori dettagli sul piano di smaltimento dell'impianto si veda la relazione di dettaglio sulla dismissione (82SHKJ7_Documentazione Specialistica_02).

8. STIMA COSTI DISMISSIONE IMPIANTO E RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI

La stima dei costi per la dismissione e lo smaltimento di seguito riportati sono riferiti ad un impianto fotovoltaico della potenza di 1 MWp.

Tali costi possono essere calcolati come specificato nella tabella di seguito.

Dettaglio Attività	Dettaglio Fasi	Costo (euro)
Smontaggio e smaltimento pannelli:	Lavaggio vetri	1000
	Smontaggio: 160 ore operai a 30€/h + 80 ore autocarro con operatore a 45€/ora	8400
	Smaltimento	0 (1) (2)
Smontaggio e smaltimento inseguitori e relativi ancoraggi	Smontaggio inseguitori: 80 ore di operai a 30€/h + 80 ore autocarro con operatore a 45€/h + 80 ore di escavatore con operatore a 50 €/h	10000
	Smontaggio ancoraggi: 80 ore autocarro con operatore a 45€/h + 80 ore di escavatore con operatore a 50 €/h	7600
	smaltimento	0 (2)
Smontaggio Smaltimento parti elettriche	Smontaggio: 24 ore di operai a 30€/h + 40 ore autocarro con operatore a 45€/h + 40 ore di escavatore con operatore a 50 €/h	4520
	smaltimento	0 (2)
Demolizione e smaltimento cabine c.a.	Demolizione: 8 ore autocarro con operatore a 45€/h + 8 ore di escavatore con operatore a 50 €/h	760
	smaltimento di 50 t di cemento armato contenente fino al 10% di impurità (metallo, plastica, ecc) a 20€/t	1000

Smantellamento recinzione, impianto di illuminazione e videosorveglianza e relativo smaltimento	Smontaggio: 24 ore autocarro con operatore a 45€/h + 24 ore di escavatore con operatore a 50 €/h	2280
	smaltimento di 10 t di cemento armato contenente fino al 10% di impurità (metallo, plastica, ecc) a 20€/t.	200
	Smaltimento di altri materiali oltre al cemento armato	0 (2)
Smantellamento e recupero stabilizzato utilizzato per le strade interne all'impianto	Smantellamento: 24 ore autocarro con operatore a 60€/h + 24 ore di escavatore con operatore a 50 €/h	3520
	Smaltimento in discarica per 750 t di stabilizzato utilizzato per le strade interne all'impianto. Costo unitario 10€/t.	3750
Aratura terreno e parziale sostituzione	A corpo	5000
Costo Totale Smaltimento (euro)		48030
Note [1] - da un'indagine di mercato è emerso che se il vetro è pulito viene ritirato senza alcun costo così come i materiali elettrici [2] - Si ritiene che gli oneri per lo smaltimento, siano coperti dai ricavi della vendita dei seguenti materiali per i quali il recuperatore paga: 150-200€/t per l'alluminio 130 €/h per i materiali ferrosi 3000 €/t per cavi in rame scoperti e 1000 €/t per cavi in rame ricoperti		

In conclusione, il costo finale per la dismissione e successivo smaltimento delle componenti costituenti un impianto fotovoltaico della potenza di 1 MWp è di € 48.030,00 rivalutabile con gli indici ISTAT; tale valore è tuttavia suscettibile di diminuzione a seguito di raccolte organizzate su larga scala, come sembra essere procinto di realizzarsi a livello europeo.

Per quanto su esposto, nel caso dell'impianto di progetto di potenza 10,06499 MWp, il costo totale della dismissione è di circa € **485.000,00**.

9. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE A LIVELLO LOCALE

La realizzazione di un impianto fotovoltaico ha intrinsecamente benefici di tipo globale e locale.

In primis consentono di ridimensionare l'uso dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica e di conseguenza di ridurre le emissioni di CO₂ e di altri agenti inquinanti (in conformità alle strategie europee di decarbonizzazione). A ciò si aggiungono altre ricadute economiche dirette relative a tutta la catena della filiera nelle fasi di finanziamento (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), di realizzazione delle componenti (inverter, strutture di sostegno dei moduli, trasformatori), di progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Tuttavia, è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto è in linea con la Strategia Elettrica Nazionale (SEN) che pone obiettivi al 2030:

- aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al market parity, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

Dal punto di vista locale, invece, gli introiti sono attribuibili al comune in termini di IMU; ai proprietari terrieri che percepiscono la quota relativa alla cessione del diritto di superficie; alle manovalanze deputate all'installazione e alla manutenzione dell'impianto appannaggio di imprese locali. Si rammentano anche introiti per gli studi di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria e di consulenza fiscale locali.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, altre occasionalmente a chiamata, in caso di necessità di manutenzione ordinaria o straordinaria.

La SEN (Strategia Energetica Nazionale) prevede al 2030 notevoli investimenti per il settore delle rinnovabili che comporteranno negli anni un elevato impatto occupazionale.

Il GSE ha stimato che, investendo in nuovi interventi di efficienza energetica, si potrebbe arrivare a creare un'occupazione per circa 101.000 persone ogni anno nel periodo 2018-2030.

Considerando l'occupazione temporanea e i nuovi occupati coinvolti nella realizzazione di nuove reti ed infrastrutture si potrebbe arrivare ad attivare circa 145.000 occupati in media ogni anno da qui al 2030.

Sulla base delle previsioni esposte all'interno del SEN 2017 ricaviamo che, per l'impianto da realizzare, saranno impiegati:

- - in fase di costruzione circa 14 FTE/annui (full-time equivalent, ovvero una risorsa disponibile a tempo pieno per un anno lavorativo) per MW installato;
- - in fase di esercizio 1 FTE/annuo per MW installato.

Da questa stima, per l'impianto fotovoltaico di potenza nominale 10,06499 MW è possibile prevedere una ricaduta occupazionale in fase di costruzione pari a circa 140 unità lavorative e in fase di esercizio di circa 10 unità lavorative.

10. ELENCO AUTORIZZAZIONI, INTESI, CONCESSIONI, LICENZE, PARERI, NULLA OSTA E ASSENSI AI FINI DELLA REALIZZAZIONE DELL'OPERA

Di seguito si riporta l'elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi comunque denominati, necessari alla realizzazione e all'esercizio del progetto unitamente agli Enti e soggetti deputati al loro rilascio.

Assenso/Autorizzazione	Riferimenti normativi	Autorità competente
Provvedimento di V.I.A.	D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.	<p>Ministero della Transizione Ecologica – Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo – Divisione V – Sistemi di valutazione ambientale</p> <p>Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma (RM) cress@pec.minambiente.it</p> <p>Ministero della cultura – Direzione generale archeologica, belle arti e paesaggio - Servizio V – Tutela del paesaggio</p> <p>Via di San Michele, 22 – 00153 Roma (RM) mbac-dg-abap.servizio5@mailcert.beniculturali.it</p>

Autorizzazione Unica	D.Lgs. 387/2003	<p>Regione Puglia – Dipartimento sviluppo economico, innovazione, istruzione, formazione e lavoro – Sezione infrastrutture energetiche e digitali – Servizio Energia e fonti alternative rinnovabili</p> <p>Corso Sonnino n.177 – 70100 Bari (BA)</p> <p>servizio.energieinnovabili@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Comune di Brindisi</p> <p>Piazza Matteotti, 1 - 72100 Brindisi (BR)</p> <p>ufficioprotocollo@pec.comune.brindisi.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Mobilità, Qualità urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali</p> <p>Via G. Gentile - 70100 Bari (BA)</p> <p>servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it</p>
Autorizzazione Paesaggistica	D.M. 42/2004 e ss.mm.ii.	<p>Regione Puglia – Dipartimento Mobilità, Qualità urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio</p> <p>Via G. Gentile - 70100 Bari (BA)</p> <p>servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it</p> <p>sezione.paesaggio@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Mobilità, Qualità urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Servizio Parchi e Tutela della Biodiversità</p> <p>Via G. Gentile - 70100 Bari (BA)</p> <p>ufficioparchi.regione@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Mobilità, Qualità urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Ciclo rifiuti e Bonifiche – Servizio Attività Estrattive</p> <p>Via G. Gentile - 70100 Bari (BA)</p> <p>serv.rifiutiebbonifica@pec.rupar.puglia.it</p>

Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Mobilità, Qualità urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici – Servizio Autorità Idraulica – Servizio Gestione Opere Pubbliche</p> <p>Via G. Gentile – Polifunzionale - 70100 Bari (BA)</p> <p>servizio.lavoripubblici@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Mobilità, Qualità urbana, Opere pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici – Servizio Espropri e Contenzioso</p> <p>Via G. Gentile – Polifunzionale - 70100 Bari (BA)</p> <p>ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Risorse finanziarie e strumentali, personale e organizzazione – Sezione Demanio e Patrimonio - Servizio Parco Tratturi</p> <p>Piazza Cavour, 23 - C/O Palazzo Uffici Statali - 71121 Foggia (FG)</p> <p>parcotratturi.foggia@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Risorse finanziarie e strumentali, personale e organizzazione – Sezione Demanio e Patrimonio</p> <p>Via G. Gentile – 70100 Bari (BA)</p> <p>serviziodemaniopatrimonio.bari@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Risorse finanziarie e strumentali, personale e organizzazione – Sezione Riforma Fondiaria</p> <p>Via G. Gentile – 70100 Bari (BA)</p> <p>servizio.riformafondiaria@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Servizio Difesa del Suolo e Rischio Sismico</p> <p>Via G. Gentile – Polifunzionale - 70100 Bari (BA)</p> <p>serviziodifesasuolo.regione@pec.rupar.puglia.it</p>

Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Agricoltura, sviluppo rurale ed Ambientale – Servizio Pianificazione e coordinamento Servizio forestali – P.O. Attuazione Politiche Forestali di Brindisi</p> <p>Via Tor Pisana, 121 - 72100 Brindisi (BR)</p> <p>servizio.foreste.br.regione@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Agricoltura, sviluppo rurale ed Ambientale – Sezione Risorse Idriche</p> <p>Via delle magnolie 1 – Zona Industriale Bari - 70026-Modugno (BA)</p> <p>servizio.risorseidriche@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Dipartimento Agricoltura, sviluppo rurale ed Ambientale – Sezione Coordinamento dei servizi territoriali – Servizio Provinciale Agricoltura di Brindisi</p> <p>Via Tor Pisana, 121 - 72100 Brindisi (BR)</p> <p>upa.brindisi@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Regione Puglia – Sezione Urbanistica – Servizio Osservatorio Abusivismo e Usi Civici</p> <p>Via G. Gentile - 70100 Bari (BA)</p> <p>serviziourbanistica.regione@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Arpa Puglia – Direzione Generale</p> <p>Corso Trieste 27 - 70126 Bari (BA)</p> <p>dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>Arpa Puglia – DAP Brindisi</p> <p>Via Giuseppe Maria Galanti, 16 - 72100 Brindisi (BR)</p> <p>dap.br.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it</p>
Parere/Concessione		<p>ASL di Brindisi</p> <p>Via Napoli, 8 – 72100 Brindisi (BR)</p> <p>protocollo.asl.brindisi@pec.rupar.puglia.it</p>

Parere/Concessione		Agenzia del Demanio – Direzione Regionale Puglia e Basilicata Via Giovanni Amendola, 164/D - 70126 Bari (BA) dre_PugliaBasilicata@pce.agenziademanio.it
Parere/Concessione		Aeronautica Militare – Comando III Regione Aerea Lungomare Nazario Sauro, 39 – 70100 Bari (BA) aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it
Parere/Concessione		Ministero della Difesa – Esercito Italiano Comando Forze Operative Sud Piazza Plebiscito – 80132 Napoli (NA) comfopsud@postacert.difesa.it
Parere/Concessione		Ministero della Difesa – Marina Militare Comando Marittimo Sud Corso due Mari 38 - 74123 Taranto (TA) marina.sud@postacert.difesa.it
Parere/Concessione		Ministero della Difesa – Esercito Italiano Comando Militare Esercito “Puglia” Piazza Luigi di Savoia degli Abruzzi, 44 - 70121 Bari (BA) cme_puglia@postacert.difesa.it
Parere/Concessione		Ministero della Difesa – Esercito Italiano – Genio Militare - 15° Reparto Infrastrutture Via Napoli 322/B – 70123 Bari (BA) infrastrutture_bari@postacert.difesa.it
Parere/Concessione		Ministero della Difesa – Direzione Generale dei Lavori e del Demanio Piazza della Marina, 4 - 00196 Roma (RM) geniodife@postacert.difesa.it
Parere/Concessione		Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi Via Nicola Brandi - 72100 Brindisi (BR) com.brindisi@cert.vigilfuoco.it

Parere/Concessione		Ministero per i Beni e le Attività Culturali – Segretariato Regionale per la Puglia Strada dei Dottula - Isolato 49 - 70122 -Bari (BA) mbac-sr-pug@mailcert.beniculturali.it
Parere/Concessione		Ministero per i Beni e le Attività Culturali – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le Province di Brindisi, Lecce e Taranto Via Antonio Galateo, 2 – 73100 Lecce (LE) mbac-sabap-le@mailcert.beniculturali.it
Parere/Concessione		Ministero Sviluppo Economico Dipartimento per le Comunicazioni – Ispettorato territoriale Puglia, Basilicata e Molise Via G. Amendola, 116 - 70126 Bari (BA) dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it
Parere/Concessione		Ministero Infrastrutture e dei Trasporti – Sezione U.S.T.I.F Strada Provinciale Modugno - Palese, Z.I. - 70026 Modugno (BA) dgt.sudbari@pec.mit.gov.it
Parere/Concessione		Anas S.p.A. anas.puglia@postacert.stradeanas.it
Parere/Concessione		AQP S.p.A. Via Salvatore Cognetti, 36, 70121 Bari (BA) acquedotto.pugliese@pec.aqp.it
Parere/Concessione		Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia Str. Prov. per Casamassima km 3 - 70010 - Valenzano (BA) protocollo@pec.distrettoappenninomeridionale.it
Parere/Concessione		ENAC – Direzioni e Uffici Operazioni Sud – Napoli

		Aeroporto di Napoli Capodichino - Palazzina Pegaso - Viale Fulco Ruffo di Calabria - 80144 Napoli (NA) protocollo@pec.enac.gov.it
Parere/Concessione		ENAV – AOT Via Salaria, 716 - 00138 – Roma (RM) funzione.psa@pec.enav.it
Parere/Concessione		E – Distribuzione S.p.A. Via Ombrone, 2 – 00198 Roma (RM) e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it
Parere/Concessione		SNAM Rete Gas S.p.A. Via Giovanni Amendola 162/1– 70126 – Bari (BA) distrettosor@pec.snam.it
Parere/Concessione		Telecom Italia S.p.A. telecomitalia@pec.telecomitalia.it
Parere/Concessione		RFI - Rete Ferroviaria Italiana S.p.A. – Direzione Territoriale Produzione Bari P.zza Aldo Moro, 57 – 70122 – Bari (BA) rfi-dpr-dtp.ba@pec.rfi.it
Parere/Concessione		Consorzio Speciale per la Bonifica dell’Arneo Via XX Settembre, 69 – 73048 - Nardò (LE) protocollo@pec.consorziobonificadiarneo.it

11. ALLEGATO – VISURA CAMERALE DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

In questa pagina viene esposto un estratto delle informazioni presenti in visura che non può essere considerato esaustivo, ma che ha puramente scopo di sintesi

VISURA ORDINARIA SOCIETA' DI CAPITALE

REN 172 SOCIETA' A RESPONSABILITA' LIMITATA O IN FORMA ABBREVIATA REN 172 S.R.L.



6T8XGH

Il QR Code consente di verificare la corrispondenza tra questo documento e quello archiviato al momento dell'estrazione. Per la verifica utilizzare l'App RI QR Code o visitare il sito ufficiale del Registro Imprese.

DATI ANAGRAFICI

Indirizzo Sede legale	GENOVA (GE) SALITA DI SANTA CATERINA 2/1SC. B CAP 16123
Indirizzo PEC	ren172@pec.it
Numero REA	GE - 501308
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	02644690998
Partita IVA	02644690998
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata
Data atto di costituzione	11/11/2019
Data iscrizione	20/11/2019
Data ultimo protocollo	19/04/2021
Amministratore Unico	TASSARA MARCO <i>Rappresentante dell'Impresa</i>

ATTIVITA'

Stato attività	attiva
Data inizio attività	20/12/2019
Attività prevalente	studi di ingegneria - individuazione dei siti e sviluppo progetti nel settore della produzione di energia
Codice ATECO	71.12.1
Codice NACE	71.12
Attività import export	-
Contratto di rete	-
Albi ruoli e licenze	-
Albi e registri ambientali	-

L'IMPRESA IN CIFRE

Capitale sociale	1.500,00
Soci e titolari di diritti su azioni e quote	1
Amministratori	1
Titolari di cariche	1
Sindaci, organi di controllo	0
Unità locali	0
Pratiche inviate negli ultimi 12 mesi	1
Trasferimenti di quote	0
Trasferimenti di sede	0
Partecipazioni ⁽¹⁾	-

CERTIFICAZIONE D'IMPRESA

Attestazioni SOA	-
Certificazioni di QUALITA'	-

DOCUMENTI CONSULTABILI

Bilanci	2020
Fascicolo	sì
Statuto	sì
Altri atti	3

(1) Indica se l'impresa detiene partecipazioni in altre società, desunte da elenchi soci o trasferimenti di quote

Indice

1 Sede	2
2 Informazioni da statuto/atto costitutivo	2
3 Capitale e strumenti finanziari	4
4 Soci e titolari di diritti su azioni e quote	5
5 Amministratori	5
6 Titolari di altre cariche o qualifiche	6
7 Attività, albi ruoli e licenze	6
8 Aggiornamento impresa	7

1 Sede

Indirizzo Sede legale	GENOVA (GE) SALITA DI SANTA CATERINA 2/1SC. B CAP 16123
Indirizzo PEC	ren172@pec.it
Partita IVA	02644690998
Numero repertorio economico amministrativo (REA)	GE - 501308

2 Informazioni da statuto/atto costitutivo

Registro Imprese	Codice fiscale e numero di iscrizione: 02644690998 Data di iscrizione: 20/11/2019 Sezioni: Iscritta nella sezione ORDINARIA
Estremi di costituzione	Data atto di costituzione: 11/11/2019
Sistema di amministrazione	amministratore unico (in carica)
Oggetto sociale	LA SOCIETA' HA PER OGGETTO LE SEGUENTI ATTIVITA': A) LA PRODUZIONE DI ENERGIA, PREVALENTEMENTE DA FONTI RINNOVABILI, MEDIANTE CENTRALI APPOSITAMENTE COSTRUITE; ...
Poteri da statuto	L'AMMINISTRAZIONE E' AFFIDATA ALL'ORGANO AMMINISTRATIVO, AL QUALE COMPETONO TUTTI GLI ATTI DI ORDINARIA E STRAORDINARIA AMMINISTRAZIONE SENZA ECCEZIONE DI SORTA ED HA FACOLTA' DI DECIDERE IL COMPIMENTO DI TUTTI GLI ATTI CHE RITENGA ...

Estremi di costituzione

iscrizione Registro Imprese

Codice fiscale e numero d'iscrizione: 02644690998
del Registro delle Imprese di GENOVA
Data iscrizione: 20/11/2019

sezioni

Iscritta nella sezione ORDINARIA il 20/11/2019

informazioni costitutive

Sistema di amministrazione e controllo

durata della società

scadenza esercizi

sistema di amministrazione e controllo contabile

organi amministrativi

Oggetto sociale

Data atto di costituzione: 11/11/2019

Data termine: 31/12/2070

Scadenza primo esercizio: 31/12/2020

Giorni di proroga dei termini di approvazione del bilancio: 60

Sistema di amministrazione adottato: amministratore unico

amministratore unico (in carica)

LA SOCIETA' HA PER OGGETTO LE SEGUENTI ATTIVITA':

- A) LA PRODUZIONE DI ENERGIA, PREVALENTEMENTE DA FONTI RINNOVABILI, MEDIANTE CENTRALI APPOSITAMENTE COSTRUITE;
- B) LA COSTRUZIONE, LA GESTIONE E LA COMMERCIALIZZAZIONE DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE, IL TRASPORTO, LA DISTRIBUZIONE E L'UTILIZZAZIONE DI ENERGIA, ANCHE MEDIANTE CONCESSIONE IN AFFITTO A TERZI, SIA IN ITALIA, SIA ALL'ESTERO, NONCHE' L'ACQUISTO, LA VENDITA, LA PERMUTA O LA COSTRUZIONE DI IMMOBILI, LA LORO CONDUZIONE, NONCHE' L'EVENTUALE MIGLIORAMENTO, AMPLIAMENTO E TRASFORMAZIONE PURCHE' STRETTAMENTE CONNESSI ALL'OGGETTO PRINCIPALE SOPRA DESCRITTO;
- C) LA COMMERCIALIZZAZIONE DELLA STESSA ENERGIA, LA COMMERCIALIZZAZIONE DEI DIRITTI AD ESSA CONNESSI, IN CONFORMITA' AI LIMITI STABILITI DALLE LEGGI E NORME IN MATERIA, VIGENTI E FUTURE;
- D) L'ORGANIZZAZIONE ED IL COORDINAMENTO DELLE ATTIVITA' PER LA REALIZZAZIONE, IN ITALIA E ALL'ESTERO, D'OPERE DI QUALSIASI NATURA INGEGNERISTICA, PER LA PRODUZIONE E L'UTILIZZAZIONE DI ENERGIA, NONCHE' PER L'ANALISI E SOLUZIONE DI PROBLEMI DI CARATTERE AMBIENTALE E/O ECOLOGICO CONNESSI ALLA REALIZZAZIONE DI DETTE OPERE;
- E) LA PRESTAZIONE DI ASSISTENZA A SOGGETTI TERZI, VOLTA ALL'INDIVIDUAZIONE DI POSSIBILI FINANZIAMENTI ED AGEVOLAZIONI PER LA REALIZZAZIONE DI OPERE INGEGNERISTICHE PER LA PRODUZIONE, TRASPORTO E UTILIZZAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER L'ASSOLVIMENTO DELLE RELATIVE PROCEDURE DI OTTENIMENTO;
- F) IL COMMERCIO, IN TUTTE LE SUE FORME, DI MACCHINARI, ATTREZZI ED UTENSILI PER LA PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA;
- G) ATTIVITA' DI RICERCA, CONSULENZA, STUDI DI FATTIBILITA' ED ASSISTENZA; NONCHE' ATTIVITA' DI ACQUISIZIONE, VENDITA, COMMERCIALIZZAZIONE E "TRADING" DI BENI E SERVIZI, ATTIVITA' TUTTE RIFERITE AL SETTORE DI CUI ALLE PRECEDENTI LETTERE A), B) E C).

LA SOCIETA' POTRA' STIPULARE CONTRATTI AVENTI AD OGGETTO L'UTILIZZO DI CONCESSIONI DI DERIVAZIONI DI ACQUE A SCOPO IDROELETTRICO, NONCHE' DI OCCUPAZIONE DEI SUOLI E QUANT'ALTRO NECESSARIO E CONNESSO ALLA PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA QUALSIASI FONTE ED AL SUO TRASPORTO. TUTTE LE ATTIVITA', NEI LIMITI CONSENTITI DALLA LEGGE, POSSONO ESSERE SVOLTE SIA IN ITALIA CHE ALL'ESTERO.

LA SOCIETA' POTRA' INOLTRE COMPIERE QUALSIASI OPERAZIONE INDUSTRIALE, COMMERCIALE O FINANZIARIA CONNESSA, INERENTE O NECESSARIA AL CONSEGUIMENTO DELL'OGGETTO SOCIALE; POTRA' RICEVERE, CONCEDERE, RILASCIARE FIDEJUSSIONI, AVALLI ED IPOTECHE ANCHE A FAVORE DI TERZI, COMPIERE OPERAZIONI IMMOBILIARI E MOBILIARI, IVI COMPRESA LA COMPRAVENDITA DI BENI IMMOBILI E MOBILI ANCHE SE REGISTRATI, L'ASSUNZIONE DI OBBLIGAZIONI, LA STIPULAZIONE DI MUTUI CON O SENZA GARANZIA IPOTECARIA E POTRA' ASSUMERE PARTECIPAZIONI IN SOCIETA' COSTITUITE O COSTITUENDE IN ITALIA O ALL'ESTERO.

SONO INIBITE ALLA SOCIETA' LE ATTIVITA' DALLA LEGGE RISERVATE ALLE ISTITUZIONI BANCARIE, ALLE SIM, ALLE FIDUCIARIE ED ALLE FINANZIARIE; E' INVECE AMMESSA LA RACCOLTA DI FONDI CON OBBLIGO DI RIMBORSO PRESSO I SOCI, NEI LIMITI CONSENTITI DALLA NORMATIVA PRO TEMPORE VIGENTE, NONCHE' L'EMISSIONE DI TITOLI DI DEBITO, CON DELIBERAZIONE ASSEMBLEARE ADOTTATA COL VOTO FAVOREVOLE DI ALMENO DUE TERZI DEL CAPITALE.

Poteri

poteri da statuto

L'AMMINISTRAZIONE E' AFFIDATA ALL'ORGANO AMMINISTRATIVO, AL QUALE COMPETONO TUTTI GLI ATTI DI ORDINARIA E STRAORDINARIA AMMINISTRAZIONE SENZA ECCEZIONE DI SORTA ED HA FACOLTA' DI DECIDERE IL COMPIMENTO DI TUTTI GLI ATTI CHE RITENGA OPPORTUNI PER L'ATTUAZIONE E IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI SCOPI SOCIALI, ESCLUSI SOLTANTO QUELLI CHE LA LEGGE O IL PRESENTE STATUTO, IN MODO TASSATIVO, RISERVANO ALLE DECISIONI DEI SOCI.
POSSONO ESSERE NOMINATI CON DECISIONE DEI SOCI, DIRETTORI, INSTITORI O PROCURATORI PER IL COMPIMENTO DI DETERMINATI ATTI O CATEGORIE DI ATTI, DETERMINANDONE I POTERI.
L'AMMINISTRATORE UNICO HA LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA'.
IN CASO DI NOMINA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' SPETTA AL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ED AI SINGOLI CONSIGLIERI DELEGATI, SE NOMINATI.
NEL CASO DI NOMINA DI PIU' AMMINISTRATORI, LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' SPETTA AGLI STESSI CONGIUNTAMENTE O DISGIUNTAMENTE, ALLO STESSO MODO IN CUI SONO STATI ATTRIBUITI IN SEDE DI NOMINA I POTERI DI AMMINISTRAZIONE.
LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' SPETTA ANCHE AI DIRETTORI, AGLI INSTITORI E AI PROCURATORI, NEI LIMITI DEI POTERI LORO CONFERITI NELL'ATTO DI NOMINA.

ripartizione degli utili e delle perdite tra i soci

ART. 23 - OMISSIS - DAGLI UTILI NETTI RISULTANTI DAL BILANCIO REGOLARMENTE APPROVATO, PER FORMARE LA RISERVA PREVISTA DALL'ARTICOLO 2430 DEL CODICE CIVILE, DOVRA' ESSERE DEDOTTA UNA SOMMA ALMENO PARI A UN QUINTO DEGLI STESSI, FINO A CHE LA RISERVA NON ABBA RAGGIUNTO, UNITAMENTE AL CAPITALE, L'AMMONTARE DI EURO 10.000,00 (DIECIMILA).
LA RISERVA COSI' FORMATA PUO' ESSERE UTILIZZATA SOLO PER IMPUTA-ZIONE A CAPITALE E PER COPERTURA DI EVENTUALI PERDITE E DEVE ESSERE REINTEGRATA SE VIENE DIMINUITA PER QUALSIASI RAGIONE.
OVE IL CAPITALE SOCIALE SIA SUPERIORE AD EURO 10.000,00 (DIECIMILA), DAGLI UTILI NETTI DI BILANCIO DOVRA' ESSERE DEDOTTO IL 5% (CINQUE PER CENTO) DESTINATO A FONDO DI RISERVA LEGALE SINO A CHE QUESTO NON ABBA RAGGIUNTO IL QUINTO DEL CAPITALE SOCIALE.
GLI UTILI NETTI DI BILANCIO, UNA VOLTA OPERATE LE SUDETTE DEDUZIONI, VERRANNO RIPARTITI TRA I SOCI IN PROPORZIONE ALLE RISPETTIVE QUOTE DI PARTECIPAZIONE O DESTINATI A RISERVA GIUSTA LE DECISIONI DEI SOCI.

Altri riferimenti statutari

clausole di recesso

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

clausole di prelazione

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

clausole

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

3 Capitale e strumenti finanziari

Capitale sociale in Euro

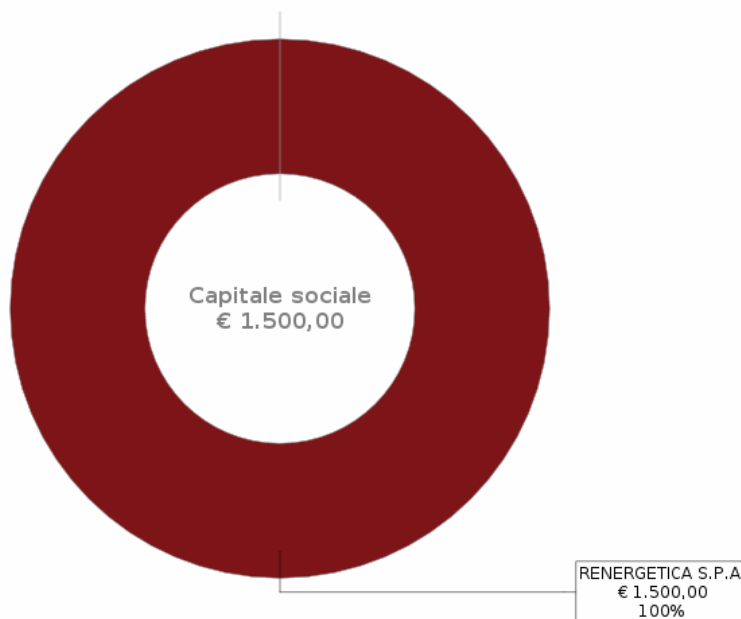
Deliberato: 1.500,00
Sottoscritto: 1.500,00
Versato: 1.500,00
Conferimenti in denaro

strumenti finanziari previsti dallo statuto

Titoli di debito:
ART. 5

4 Soci e titolari di diritti su azioni e quote

Sintesi della composizione societaria e degli altri titolari di diritti su azioni o quote sociali al 15/11/2019



Il grafico e la sottostante tabella sono una sintesi degli assetti proprietari dell'impresa relativa ai soli diritti di proprietà, che non sostituisce l'effettiva pubblicità legale fornita dall'elenco soci a seguire, dove sono riportati anche eventuali vincoli sulle quote.

Socio	Valore	%	Tipo diritto
RENERGETICA S.P.A. 01825990995	1.500,00	100 %	proprietà'

Elenco dei soci e degli altri titolari di diritti su azioni o quote sociali al 15/11/2019

pratica con atto del 11/11/2019

capitale sociale

Data deposito: 15/11/2019

Data protocollo: 15/11/2019

Numero protocollo: GE-2019-61159

Capitale sociale dichiarato sul modello con cui è stato depositato l'elenco dei soci:
1.500,00 Euro

Proprietà'

RENERGETICA S.P.A.

Quota di nominali: 1.500,00 Euro

Di cui versati: 1.500,00

Codice fiscale: 01825990995

Tipo di diritto: proprietà'

Domicilio del titolare o rappresentante comune

GENOVA (GE) SALITA DI SANTA CATERINA 2/1 CAP 16123

5 Amministratori

Amministratore Unico

TASSARA MARCO

Rappresentante dell'impresa

Organi amministrativi in carica amministratore unico

Numero componenti: 1

Elenco amministratori

Amministratore Unico TASSARA MARCO

domicilio

carica

Rappresentante dell'impresa
Nato a GENOVA (GE) il 11/10/1960
Codice fiscale: TSSMRC60R11D969L
GENOVA (GE)
VIALE FRANCESCO CAUSA 12/2 CAP 16145

amministratore unico
Data atto di nomina 16/09/2020
Data iscrizione: 25/09/2020
Durata in carica: fino alla revoca
Data presentazione carica: 24/09/2020

6 Titolari di altre cariche o qualifiche

Socio Unico

RENERGETICA S.P.A.

Socio Unico

RENERGETICA S.P.A.

sede

carica

Codice fiscale 01825990995
GENOVA (GE)
SALITA DI SANTA CATERINA 2/1 CAP 16123

socio unico
Data atto di nomina 11/11/2019
Data iscrizione: 20/11/2019

7 Attività, albi ruoli e licenze

Data d'inizio dell'attività dell'impresa 20/12/2019

Attività prevalente

STUDI DI INGEGNERIA - INDIVIDUAZIONE DEI SITI E SVILUPPO PROGETTI NEL
SETTORE
DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA

Attività

inizio attività
(informazione storica)

attività prevalente esercitata
dall'impresa

Classificazione ATECORI 2007
dell'attività prevalente
(fonte Agenzia delle Entrate)

attività esercitata nella sede
legale

Data inizio dell'attività dell'impresa: 20/12/2019

STUDI DI INGEGNERIA - INDIVIDUAZIONE DEI SITI E SVILUPPO PROGETTI NEL SETTORE
DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA

Codice: 71.12.1 - attività degli studi di ingegneria
Importanza: prevalente svolta dall'impresa

STUDI DI INGEGNERIA - INDIVIDUAZIONE DEI SITI E SVILUPPO PROGETTI NEL SETTORE
DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA

**classificazione ATECORI 2007
dell'attività**
(fonte Agenzia delle Entrate)

Codice: 71.12.1 - attività degli studi di ingegneria
Importanza: primaria Registro Imprese

8 Aggiornamento impresa

Data ultimo protocollo

19/04/2021