

COMUNE DI BRINDISI

(Provincia di Brindisi)

Realizzazione di un impianto agrovoltaico della potenza nominale in DC di 30,073 MW e potenza in AC di 40 MW denominato "Vecchi Baroni" in agro di Brindisi in località C.da Baroni e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) nell'ambito del procedimento di P.U.A. ai sensi dell'art. 27 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

Codifica elaborato

P_01_B

Relazione Tecnica Elettrica

Proponente



baroni s.r.l.

Tel +39 02 454 408 20

baroni-srl@pec.it

BARONI S.R.L.
Galleria Vintler, 17
I-39100 Bolzano
P.IVA 03043330210

Sviluppatore

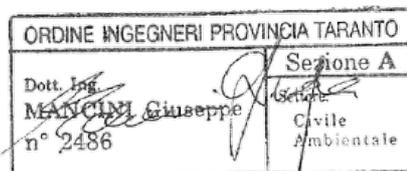


GREENERGY IMPIANTI S.R.L.

Via Sacro Cuore snc - IT 74011 Castellaneta (TA)

Tel +39 0998441860 Fax +39 0998445168

info@greenergyimpianti.it www.greenergyimpianti.it



REVISIONI	N.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO
	00	03.08.2021	PRIMA EMISSIONE	ING. MICHELE CARRIERI	ING. GIUSEPPE MANCINI	BARONI S.R.L.

TIPOLOGIA DELL'ELABORATO

RELAZIONE

FORMATO

A4

SCALA

FOGLIO

INDICE

1. INTRODUZIONE	2
1.1 Dati del proponente e generali del sito	3
1.2 Motivazioni dell'opera	4
1.3 Analisi sulle ricadute sociali, occupazionali ed economiche a livello locale	9
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE, CATASTALE E URBANISTICO	12
2.1 Inquadramento territoriale	12
2.2 Inquadramento catastale	15
2.3 Inquadramento urbanistico	15
3. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO	18
5. ANALISI PRODUCIBILITA' ELETTRICA E CALCOLO DELLA CO₂ EVITATA	32
4. CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI	37
4.1 Dimensionamento del campo fotovoltaico-inverter	38
4.2 Dimensionamento delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici	41
4.3 Dimensionamento delle cabine inverter	44
4.4 Dimensionamento del cavidotto di trasmissione	48
4.5 Layout stazione di elevazione e smistamento Terna	49
5. FASI DI CANTIERE	53
5.1 Costruzione	53
5.2 Dismissione	53
6. OPERE CIVILI	54
6.1 Viabilità, accessi e recinzione	54
6.2 Cabina di consegna e locale deposito e manutenzione	56
6.3 Opere di drenaggio delle acque meteoriche	57
6.4 Scavi e movimento terra	59
7. GESTIONE DEI RIFIUTI	59

1. INTRODUZIONE

La seguente *Relazione Tecnica - Elettrica* è relativa al progetto di un impianto agrovoltaiico, della potenza nominale in DC di 30,073 MW e potenza in AC di 40 MW denominato "Vecchi Baroni" in Contrada Baroni nel Comune Brindisi e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) necessarie per la cessione dell'energia prodotta.

La cessione dell'energia prodotta dall'impianto agrovoltaiico alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) avverrà attraverso il collegamento dello stesso alla Stazione Elettrica Terna esistente denominata "Brindisi Pignicelle". Tale collegamento prevedrà la realizzazione di un cavidotto interrato in MT che dall'impianto agrovoltaiico arriverà su una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150kV collegata alla Stazione Elettrica esistente "Brindisi Pignicelle" mediante una nuova Stazione di Smistamento 150 kV. La nuova Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150 kV e la nuova Stazione di Smistamento 150 kV saranno ubicate in terreno limitrofo alla Stazione Elettrica "Brindisi Pignicelle" nella disponibilità del proponente.

La Società *Baroni S.r.l.* intende dunque produrre energia elettrica e immetterla nel sistema elettrico nazionale grazie alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico da 30.073 kW, denominato "Vecchi Baroni", presso un terreno agricolo non coltivato di tipologia "seminativo", ubicato nel Comune di BRINDISI (BR) in località Contrada Vaccaro - censito al catasto del Comune di Brindisi al al Foglio 95, Particelle 10-105-106-107-112-114-115-116-118-124-127-128-130-131-141-157-158-161-164-165-169-171-204-206-208-210- 212-23-24-243-261-262-263-266-27-28-29-30-60-61-71-72-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-87-88-89-91-96-125-170-25-73-140-14-143-144-145-146.

L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete di trasmissione nazionale RTN, secondo le condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Benché in Italia, attualmente, la diffusione su vasta scala degli impianti fotovoltaici abbia subito un rallentamento negli anni, ultimamente si stanno riscontrando due fattori incoraggianti: da un lato la maggiore attenzione verso le fonti di energia rinnovabile con conseguente avvio di programmi di incentivazione e supporto finanziario; dall'altro un crescente interesse alle problematiche ambientali da parte dell'opinione pubblica, la quale propende sempre più per un maggiore coinvolgimento in merito all'utilizzo della fonte solare per la produzione di energia elettrica.

In generale, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;

- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica e ambientale (es. l'impatto visivo).

1.1 Dati del proponente e generali del sito

INQUADRAMENTO: Sito censito al Catasto Terreni del Comune di Brindisi

- Foglio 95 Particella 10-105-106-107-112-114-115-116-118-124-127-128-130-131-141-157-158-161-164-165-169-171-204-206-208-210-212-23-24-243-261-262-263-266-27-28-29-30-60-61-71-72-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-87-88-89-91-96-125-170-25-73-140-14-143-144-145-146.

Coordinate: E 737996, N 4499866 WGS84 UTM 33N

Altitudine: 43 m s.l.m.

PROPONENTE: Baroni S.r.l.

Sede legale: Galleria Vintler, 17 – BOLZANO (BZ)

Numero registro CCIAA: BZ - 226953

C.F./P.IVA n. 03043330210 di iscrizione del Registro delle Imprese di Imprese di BOLZANO: n. 03043330210

DISPONIBILITA' DEL SITO: Atti "preliminari di compravendita soggetti al preventivo ottenimento delle autorizzazioni necessarie alla realizzazione di impianti fotovoltaici" stipulato tra la società proponente ed i proprietari del sito oggetto di intervento.

POTENZA IMPIANTO: 30,073 MWp in DC

40 MW in AC

1.2 Motivazioni dell'opera

Nella presente relazione sono descritti gli elementi di progetto e le motivazioni assunte dal proponente nella definizione dello stesso, le motivazioni tecniche alla base delle scelte progettuali, le misure, i provvedimenti e gli interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Le caratteristiche dell'opera vengono precisate con particolare riferimento a:

- natura dei beni e/o servizi offerti;
- articolazione delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera in fase di cantiere, di esercizio e di dismissione;
- previsione delle trasformazioni territoriali di breve e lungo periodo conseguenti alla localizzazione dell'intervento, delle infrastrutture di servizio e dell'eventuale indotto.

Il beneficio ambientale derivante dalla sostituzione con produzione fotovoltaica di altrettanta energia prodotta da combustibili fossili può essere valutato come mancata emissione, ogni anno, di rilevanti quantità di inquinanti.

Tra le principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali vanno ricordati:

- CO₂ (anidride carbonica): 1.000 g/kWh;
- SO_x (anidride solforosa): 1,4 g/kWh;
- NO_x (ossidi di azoto): 1,9 g/kWh.

Pertanto, la produzione di energia elettrica dall'impianto FV in esame consentirà la mancata emissione di:

- CO₂ (anidride carbonica): 54,2 migliaia t/anno ca;
- SO_x (anidride solforosa): 76,6 t/anno ca;
- NO_x (ossidi di azoto): 103,6 t/anno ca;

Tra i gas sopra elencati l'anidride carbonica o biossido di carbonio merita particolare attenzione, infatti, il suo progressivo incremento in atmosfera contribuisce significativamente all'effetto serra causando rilevanti cambiamenti climatici.

Per fare un esempio concreto, si pensi che il consumo energetico, per la sola illuminazione domestica in Italia, è pari a 7 miliardi di chilowattora. Per produrre 1 miliardo di chilowattora utilizzando combustibili fossili come il gasolio si emettono nell'atmosfera oltre 800.000 tonnellate di CO₂ che potrebbero essere evitate se si utilizzasse energia elettrica da produzione solare.

Altri benefici del fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la diversificazione delle fonti energetiche, la regionalizzazione della produzione.

Risulta quindi evidente il contributo che l'energia da fotovoltaico è in grado di offrire al contenimento delle emissioni delle specie gassose che causano effetto serra, piogge acide o che contribuiscono alla distruzione della fascia di ozono.

Vista l'assenza di processi di combustione, la mancanza totale di emissioni aeriformi e l'assenza di emissioni termiche apprezzabili, l'inserimento ed il funzionamento di un impianto solare non è in grado di influenzare le variabili microclimatiche dell'ambiente circostante.

Si può affermare che la produzione di energia tramite l'impianto in progetto non interferirà con il microclima della zona.

I progetti delle energie rinnovabili da fotovoltaico di grande generazione in Italia rappresentano oggi un grande vantaggio per la popolazione. La realizzazione di impianti FER migliora giorno dopo giorno, immettendo sul mercato delle tecnologie sempre più pulite ed efficienti. L'era dei combustibili fossili ha visto il suo picco di massima produttività negli anni 80' e da allora ha subito la sua fase calante, con conseguente esaurimento delle risorse disponibili ed innalzamento dei prezzi del mercato dell'energia. Oltre agli aspetti economici, i combustibili fossili hanno generato inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo, impoverendo la biodiversità del territorio italiano. Per tale motivo l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile rappresenta l'unico modo possibile futuro per garantire un approvvigionamento energetico sostenibile, che ci garantisce quindi di poter mantenere lo stesso tenore di vita, senza dover esaurire le risorse naturali essenziali.

L'opera in questione utilizza i migliori dispositivi sul mercato in termini di efficienza energetica e si prefissa l'obiettivo di produrre un grande quantitativo di energia elettrica da poter immettere all'interno della rete elettrica nazionale. La realizzazione di un grande impianto agrovoltaiico garantisce la produzione di energia elettrica in modo pulito, ma soprattutto ad un basso costo ed impatto ambientale rispetto ai metodi di produzione convenzionali di energia elettrica, come per esempio le centrali a carbone.

Attualmente lo stato italiano non eroga più finanziamenti per l'installazione di impianti fotovoltaici realizzati a terra. L'azienda intende ottimizzare gli spazi con pannelli di dimensioni adeguate alla massima produzione di energia elettrica. Oggi conviene più che mai investire in progetti grid parity o cosiddetti market parity, in quanto esso rappresenta l'unico modo possibile per poter offrire dei prezzi dell'energia che siano più bassi rispetto alla produzione da fonti energetiche fossili. L'utilizzo di grandi aree lontane dai centri abitati per la produzione di energia elettrica non solo non genera inquinamento, ma crea meno disturbo ai vicini centri abitati. I progetti in grid parity, dunque, sono l'unico vero modo per poter produrre energia elettrica in modo conveniente senza

l'utilizzo di incentivi statali. Il sito prescelto, in agro di Brindisi presenta delle caratteristiche ottimali, che si predispongono alla perfezione alla realizzazione di un grande parco agrovoltaiico. Grazie alle proprietà geomorfologiche del sito, agli ampi spazi pianeggianti ed alle vicine colture tipiche del paesaggio di Brindisi, esso si adegua perfettamente al paesaggio, integrandosi in modo naturale nonostante le notevoli dimensioni.

Tale area è notoriamente una delle più soleggiate d'Italia, il che la rende una delle più produttive in assoluto per la produzione di energia solare. Il terreno pianeggiante favorisce la perfetta predisposizione naturale dei pannelli, garantendo rendimenti altissimi. Il trasporto e l'immissione in rete di tale grande mole di energia è notevolmente semplificata grazie alla presenza di un ramificato network di strade provinciali e comunali. La realizzazione di un cavidotto non comporta quindi il passaggio forzato attraverso suoli produttivi agricoli di altra proprietà. Il cavidotto, nonostante abbia un significativo sviluppo in Km, ha impatto visivo nullo in quanto completamente interrato. Inoltre, esso risulta avere una massima protezione alle intemperie ed una conseguenza migliore resistenza all'usura, grazie anche all'ottima qualità dei materiali adottati.

In termini generali, l'energia solare, è certamente la fonte di energia rinnovabile più pulita. Dal punto di vista visivo, essendo disposto in generale su superfici pianeggianti, non ha grande impatto visivo come può esserlo per degli aerogeneratori delle pale eoliche ed inoltre è facilmente mitigabile attraverso l'applicazione di colture della zona, che garantiscono una naturale immersione dell'impianto all'interno della natura circostante. Gli impianti solari non producono inquinamento acustico e non alterano la vita della fauna locale, evitando squilibri ecosistemici della biodiversità territoriale. Inoltre, non dipendendo dalla frequenza e dall'intensità dei venti garantiscono durante tutto l'anno un rendimento costante di produzione di energia elettrica. Le scelte progettuali, di mitigazione e compensazione che il proponente ha adottato, sono frutto di esperienze acquisite su impianti analoghi oltre che sintesi di best practices, di studi autorevoli, pubblicazioni e ricerche sugli effetti benefici che si possono generare su qualità terreni, biodiversità, carbon footprint e carbonsink.

Il territorio di **Brindisi** ha la grande opportunità di trasformarsi in un territorio "green" e di dare un grande esempio all'Italia intera di come la totale conversione energetica alle fonti rinnovabili a basso costo sia l'unica scelta in futuro possibile.

I vantaggi dell'energia solare sono diventati ormai noti a chiunque. L'obiettivo della strategia energetica nazionale SEN del 2017 è quello di rendere al contempo il paese energeticamente indipendente, facendo risparmiare ai consumatori oltre il 90% di quello che pagano in bolletta, contribuendo alla sostenibilità ambientale, prospettando un futuro migliore per le prossime generazioni a venire. Inoltre, si ritrovano **vantaggi a livello locale** su quelle che sono le ricadute occupazionali e per il tessuto socioeconomico territoriale. Ricadute che ricoprono l'arco di tempo che va dalla fase di progettazione e sviluppo, fase di esecuzione, fase di esercizio

e manutenzione e la fase ultima di dismissione. Le ricadute a livello locale possono essere riassunte dai seguenti punti:

- Aumento degli introiti nelle casse comunali, in quanto i Comuni che ospitano all'interno dei loro terreni demaniali, ottengono una remunerazione una tantum e flussi derivanti dall'imposta comunale sugli immobili che il più delle volte consente un aumento considerevole del bilancio del Comune stesso.
- Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi che dovessero risultare necessari.
- Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività ricettive alberghiere, manodopera).
- Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza dei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura;
- Possibilità di generare, con metodologie eco-compatibili, energia elettrica in zone che sono generalmente in forte deficit energetico rispetto alla rete elettrica nazionale.
- Sviluppo di un progetto agricolo su area non occupata direttamente da impianto, che considera una coltivazione di specie agrarie erbacee di pregio, oltre a delle aree destinate alla coltivazione di specie arbustive ed arboree che andranno a migliorare sia il contesto paesaggistico rurale che l'habitat per pronubi e fauna selvatica stanziale e migratoria.

Il fotovoltaico è il punto di snodo fondamentale per poter sbloccare la gravosa situazione energetica dell'Italia. Non è più possibile puntare sui combustibili fossili, sia per un discorso economico e di esauribilità delle risorse, che per aspetti ambientali. Il benessere economico e tecnologico, notevolmente migliorato negli ultimi 50 anni, non ha garantito una migliore qualità della vita. Il termine crescita purtroppo oggi non è sinonimo di sviluppo ed oggi paghiamo a caro prezzo tutto ciò con l'insorgenza di nuove malattie. Per tutti questi motivi, l'Italia ha deciso di puntare con decisione sull'energia solare, con incentivi e detrazioni, anche grazie alle tante eccellenze del Bel Paese e dell'ottimo soleggiamento del quale godiamo.

Nel settembre 2017 il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha presentato la nuova SEN (Strategia Energetica Nazionale), considerando il grande network energetico presente in Italia composto dalle reti di distribuzione Terna, le prestigiose e grandi aziende italiane produttrici di impianti da fonti di energia rinnovabile e quelle disposte ad investire nella realizzazione di tali impianti che garantiscano la produzione di energia a basso costo.

L'obiettivo è quello di mantenere il sistema energetico italiano sostenibile a lungo termine dal punto di vista ambientale, rispettando le direttive europee. Una nuova strategia diventa essenziale vista la fine del Conto

Energia, ovvero il meccanismo di finanziamenti ed incentivi che ha dato la possibilità a tanti utenti di dotarsi a basso costo di impianti fotovoltaici, che altrimenti in situazione di crisi economica, non avrebbero potuto realizzare. Al termine di tale elargizione di finanziamenti la popolazione è stata disincentivata dal punto di vista economico all'acquisto di impianti domestici e no. Facendo un'analisi dei numeri è emerso che nel 2018 l'Italia ha raggiunto con il fotovoltaico una produzione pari a 20 GW di potenza e 25 TWh di energia elettrica, e in tutto il 2017 le nuove installazioni hanno totalizzato soltanto 4,09 MW. Numeri che devono far riflettere in vista degli obiettivi comunitari da raggiungere e che possono essere raggiunti solo con un contributo importante del fotovoltaico a terra. Le sole installazioni a tetto non riuscirebbero a soddisfare il target imposto.

La Strategia Energetica Nazionale diventa essenziale per ridare nuovo slancio al fotovoltaico: in particolare, l'obiettivo per il 2030 è arrivare a una produzione di energia elettrica da fotovoltaico pari a 70 TWh, ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili, per un totale di 184 TWh. (Fonte testo SEN). Per raggiungere questi prestigiosi obiettivi, sarà necessario favorire una crescita di installazioni fotovoltaiche in Italia di circa 3 GW all'anno, oltre 7 volte la media attuale di realizzazione di impianti solari, per un totale di 35-40 GW di nuovi impianti. Sono questi obiettivi minimi, ma l'obiettivo è tendere al 100% green.

La politica gioca dunque un ruolo cruciale in questi anni, perché può dare una spinta al mercato dell'energia che creerebbe milioni di posti di lavoro, rilanciandone il mercato ormai fermo a causa della crisi economica globale.

È indispensabile non solo una politica di realizzazione di nuovi impianti, ma anche di corretta gestione e manutenzione che garantisca una efficienza massima del network globale di sistemi energetici. Pertanto, attraverso la SEN, sono stati rivisti nei minimi dettagli tutti gli obiettivi energetici nazionali.

Il nuovo Decreto Ministeriale, che regolerà lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020 con meccanismi di registri e di aste al ribasso, sarà una delle misure più importanti della SEN. Sono state avanzate più critiche sulle normative di impianti di piccole e medie dimensioni, interventi di rifacimento, potenziamento e ricostruzione, soglia di potenza per l'accesso al rimborso dell'energia immessa in rete e strategie per l'incentivazione. È necessario, pertanto, che la SEN sia in grado di dare anche spazio a grandi impianti di produzione di energia elettrica in zone rurali abbandonate, per poter compensare la produzione nei centri abitati laddove non ve ne fosse la possibilità.

Affinché il mercato dell'energia possa esplodere in tal senso è auspicabile una concreta razionalizzazione dei processi autorizzativi, al fine di evitare sì i danni fatti in passato con autorizzazioni troppo semplicistiche e poco attente, ma al contempo non rallentare il corretto e inevitabile sviluppo di progetti sul territorio.

Diventa inoltre fondamentale che vengano riviste le tariffe elettriche domestiche, in modo tale da incentivare la realizzazione di nuovi impianti. In merito all'attuale riforma delle tariffe elettriche domestiche, essa riduce la

convenienza degli impianti fotovoltaici ed a realizzare interventi di efficienza energetica. È importante che le tariffe stabilite garantiscano una convenienza ed un ritorno economico per i produttori.

Per tale ragione per poter abbassare ulteriormente i costi energetici è importante che vengano realizzati impianti solari di grosse dimensioni che possano garantire dei bassi costi energetici, competitivi con le altre forme di energia rinnovabile e no.

Sono, infatti, sempre più numerosi i grandi impianti fotovoltaici che, grazie alle grandi potenze sviluppate hanno raggiunto un buon livello di redditività. È importante precisare che la SEN ha posto l'obiettivo dei 3 GWp/anno per avvicinarci al target fissato al 2030 (che potrebbe anche essere ulteriormente rialzato negli anni). I progetti grid parity, pertanto, non sono mai stati tanto convenienti quanto tale momento storico.

1.3 Analisi sulle ricadute sociali, occupazionali ed economiche a livello locale

La realizzazione e messa in esercizio di un impianto agrovoltaico, oltre a benefiche ricadute di ambito globale dovute al minore inquinamento per produrre energia elettrica, introduce una serie di ricadute in ambito "locale" positive per il tessuto socio-economico-territoriale; tra queste si possono sicuramente annoverare:

- Aumento degli introiti nelle casse comunali in quanto i Comuni, che ospitano impianti all'interno dei loro terreni demaniali, ottengono una remunerazione a tantum e flussi derivanti dall'imposta comunale sugli immobili che il più delle volte consente un aumento considerevole del bilancio del Comune stesso.
- Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi che dovessero risultare necessari
- Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività alberghiere, ristoratori...)
- Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza nei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura.
- Possibilità di generare, con metodologie eco-compatibili, energia elettrica in zone che sono generalmente in forte deficit energetico rispetto alla rete elettrica nazionale.
- Sviluppo di un progetto agricolo su area non occupata direttamente da impianto, che considera una coltivazione di specie agrarie erbacee di pregio, oltre a delle aree destinate alla coltivazione di specie arbustive ed arboree che andranno a migliorare sia il contesto paesaggistico rurale che l'habitat per pronubi e fauna selvatica stanziale e migratoria.

Si possono poi distinguere: Ricadute occupazionali dirette, Ricadute occupazionali indirette, occupazioni permanenti e occupazioni temporanee.

- Ricadute occupazionali dirette.

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

- Ricadute occupazionali indirette:

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

- Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

- Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Come si può desumere dai grafici sotto riportati (fonte GSE e Greenpeace) il fotovoltaico è la tecnologia con il valore più alto in termini occupazionali sia a livello storico che statistico.

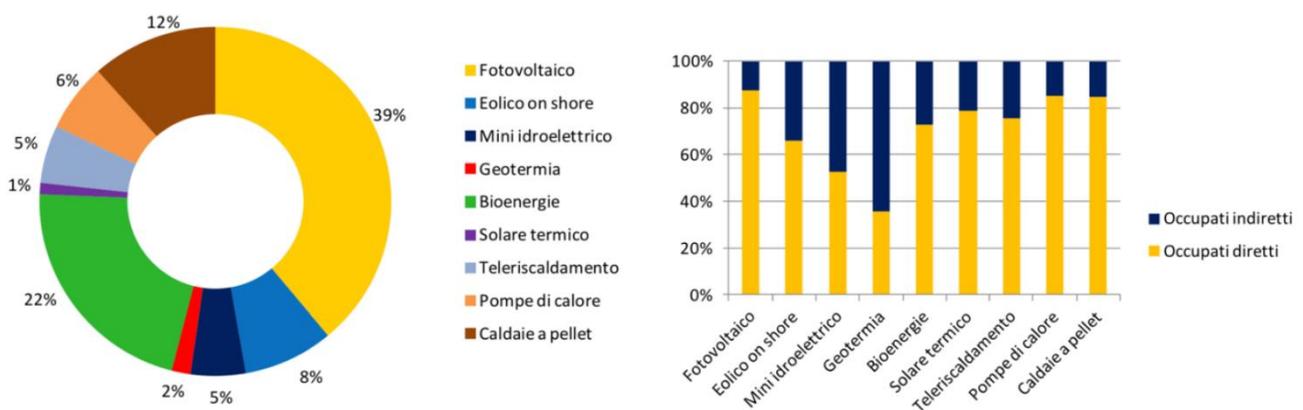


Tabella 1: Indicatori occupazionali (grafici – fonte: GSE e GREENPEACE)

Nel caso specifico del progetto VECCHI BARONI, saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di progettazione e sviluppo che nella costruzione oltre che nelle operazioni di gestione, manutenzione e infine dismissione.

FASE DI PROGETTAZIONE. E SVILUPPO:

- Mediazione immobiliare
- Rilevazioni topografiche
- Ingegneria e permitting
- Consulenze specialistiche (acustica, agronomica, avi faunistica)
- Consulenza legale
- Notarizzazione

FASE DI ESECUZIONE:

Le lavorazioni previste sono

- Rilevazioni topografiche
- Movimentazione di terra
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti
- Connessioni elettriche e cablaggi
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato e muratura
- Realizzazione di cabine elettriche
- Realizzazioni di strade bianche e asfaltate
- Sistemazione delle aree a verde e delle fasce di mitigazione
- Sistemazione e preparazione delle aree adibite a progetto agricolo

Le professionalità richieste ed impiegate saranno pertanto:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra, addetti manutenzione strade)
- Topografi
- Eletttricisti generici e specializzati
- Geometri/Ingegneri/Architetti
- Agronomi/Geologi/Tecnici competenti in acustica
- Personale di sorveglianza
- Operai agricoli
- Piccoli trasportatori locali

È indubbio che saranno coinvolte indirettamente anche realtà al contorno come ad esempio B&B, alberghi, ristoranti, bar.

FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Durante il periodo di esercizio dell'impianto, saranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e supervisione dell'impianto, oltre che per la sorveglianza dello stesso. Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza (O&M). Altre figure verranno impiegate occasionalmente al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.). Nell'intervento è inoltre prevista la realizzazione di una importante area di progetto agricolo per la quale è già in fase di definizione un accordo con una realtà agricola locale.

FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Per la dismissione saranno coinvolte le medesime figure tecniche e I manovalanze che erano state previste per la realizzazione.

2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE, CATASTALE E URBANISTICO

2.1 Inquadramento territoriale

L'opera dista all'incirca 7 Km in linea d'aria dalla stazione elettrica Terna di "Brindisi Pignicelle" ed a 8,6 Km dal tessuto urbano denso del centro cittadino di Brindisi. Il sito, destinato ad ospitare un parco agrovoltaiico, confina ad ovest con la Strada Provinciale 44.

Il paesaggio fisico in linea generale risulta pianeggiante e composto essenzialmente da terreni in parte incolti ed in parte già occupati da altri parchi fotovoltaici.

Come si evince dalla *Figura 1*, l'area si presta idonea alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico, in quanto pianeggiante, tant'è che il dislivello massimo dell'intera area è di 6 m.

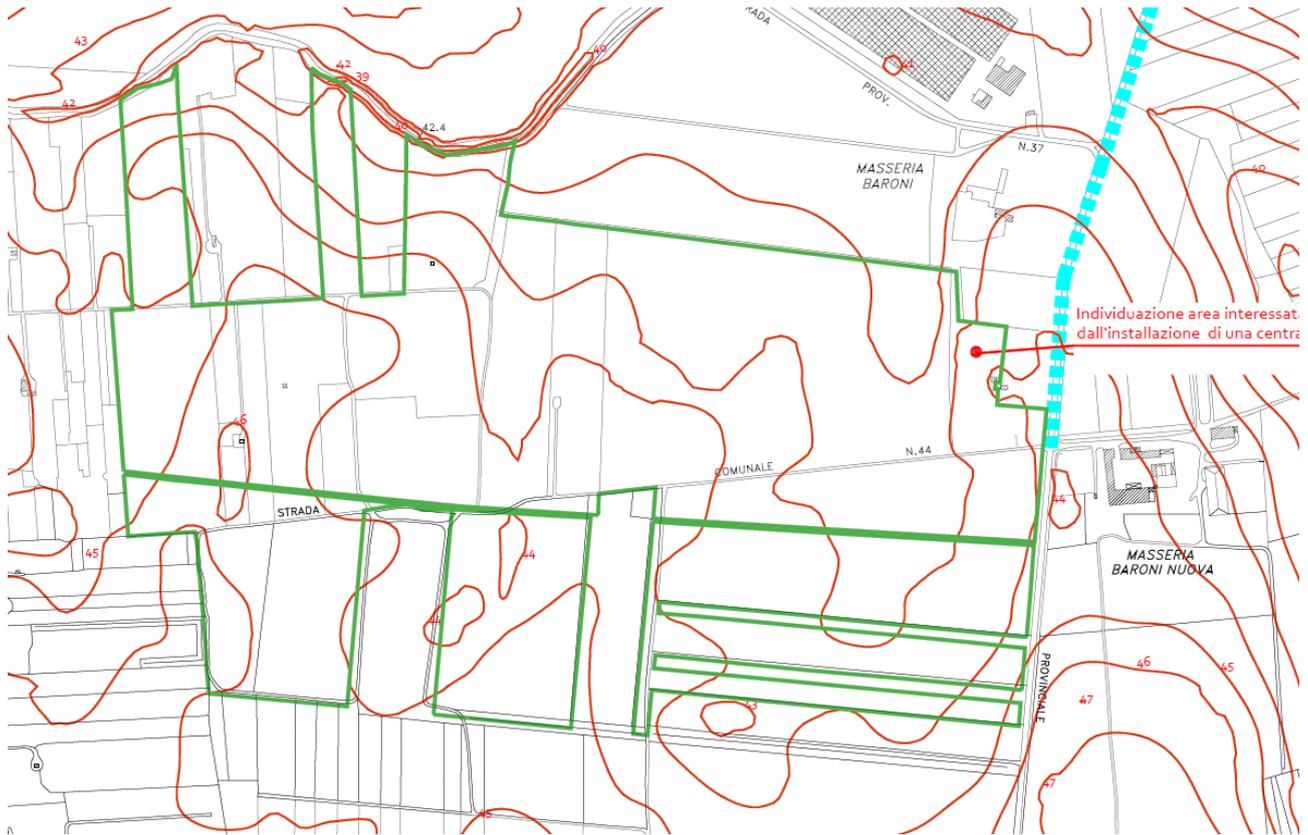


Figura 2: Curve di livello equidistanti 1 m sovrapposte al sito per la realizzazione del parco agrovoltaico

La Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.2, invece, individua l'area dove verranno realizzate le opere di connessione alla Stazione Elettrica Terna "Brindisi Pignicelle".



Figura 3: Curve di livello equidistanti 0,5 m sovrapposte al sito di realizzazione delle cabine di elevazione e di smistamento

2.2 Inquadramento catastale



Figura 3: Inquadramento catastale delle particelle componenti il sito

Il sito in esame è censito al Catasto Terreni del Comune di Brindisi nel seguente modo:

- Foglio 95, Particelle 10-105-106-107-112-114-115-116-118-124-127-128-130-131-141-157-158-161-164-165-169-171-204-206-208-210-212-23-24-243-261-262-263-266-27-28-29-30-60-61-71-72-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-87-88-89-91-96-125-170-25-73-140-14-143-144-145-146.

Tali particelle si trovano a confine con i fogli di mappa n. 96 (a Sud), n. 97 (ad Est) del Comune di Brindisi.

2.3 Inquadramento urbanistico

Area impianto

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi (P.R.G.) individua l'area in questione come zona agricola (zona E), come indicato dal Certificato di Destinazione Urbanistica, rilasciato dal Comune di Brindisi in data 16.05.2019.

Il PRG regola l'attività edificatoria del territorio comunale e contiene indicazioni sul possibile utilizzo o tutela delle porzioni del territorio, disciplina l'assetto dell'incremento edilizio e lo sviluppo del territorio comunale.

Ogni attività di trasformazione urbanistica in zona E agricola è regolamentata dall'art. 48 delle Norme Tecniche di Attuazione del PRG derivanti da un adeguamento del PRG alla L.R. 56/1980 a seguito di delibera del C.C. 94/2001.



Figura 4: Inquadramento generale PRG Brindisi (Fonte WebGIS Brindisi)

Area generale intervento

Quasi tutta l'area di intervento è tipizzata come zona E agricola. Ogni attività di trasformazione urbanistica in zona E agricola è regolamentata dall'art. 48 delle Norme Tecniche di Attuazione del PRG derivanti da un adeguamento del PRG alla L.R. 56/1980 a seguito di delibera del C.C. 94/2001.

Esclusivamente un tratto del cavodotto di connessione rientra in zona F. Ogni attività di trasformazione urbanistica in zona F è regolamentata dall'art. 49 delle Norme Tecniche di Attuazione del PRG derivanti da un adeguamento del PRG alla L.R. 56/1980 a seguito di delibera del C.C. 94/2001.



TIPIZZAZIONI PIANO REGOLATORE GENERALE ADEGUATO ALLA L.R. 56/80

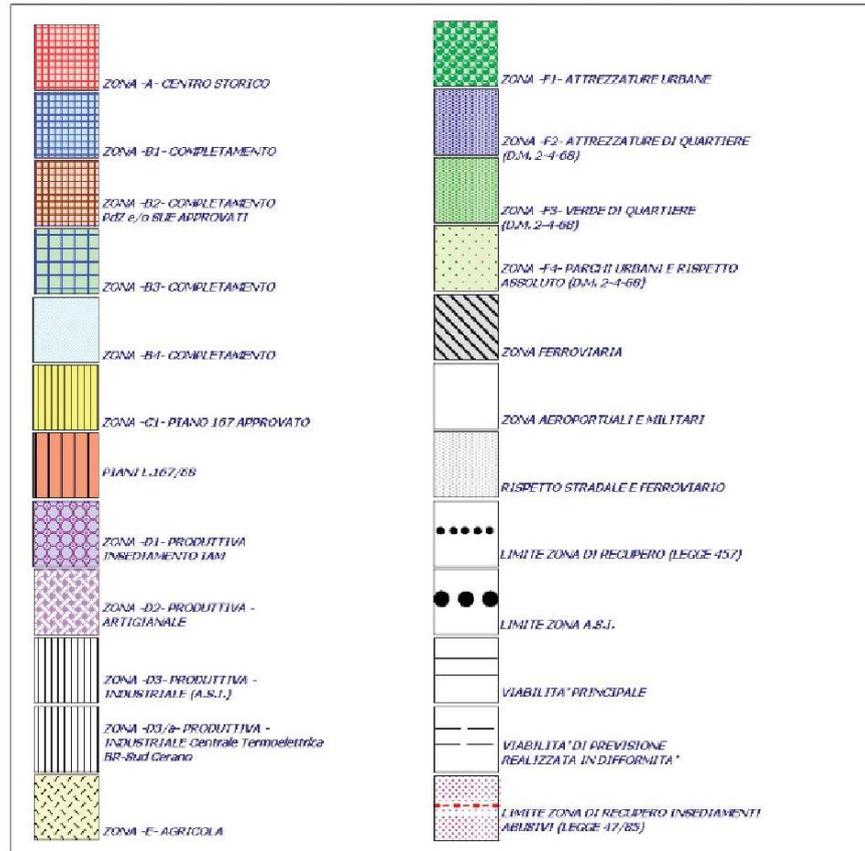


Figura 5: Legenda della zonizzazione del PRG del Comune di Brindisi

3. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO

L'impianto agrovoltaico di VECCHI BARONI composto da 32.100 moduli fotovoltaici da 700 W, montati su strutture metalliche di supporto denominate "tracker" – inseguitori solari monoassiali che sviluppano una potenza di 22,47 MW. Oltre a 17.280 moduli fotovoltaici da 440 W, montati su strutture fisse, che sviluppano una potenza di 7,6032 MW. Dunque, la potenza nominale prodotta complessivamente in DC dai 49.380 pannelli, è pari a 30.073 kWp, sarà suddiviso in 14 sottocampi facenti capo ad un'unica Cabina di Consegna in media tensione a 30 kV, che conterrà le terne delle 14 cabine inverter, 3 delle quali di potenza mx c.a. totale (kVA) 2.500 kVA e 11 di potenza max c.a. totale (kVA) 3125 kVA ognuna, insieme anche ad un trasformatore 0,4 kV/30 KV per i sistemi ausiliari quali linee di videosorveglianza, luci e prese di servizio.

L'uscita in media tensione della Cabina di Consegna sarà collegata, mediante linea MT in cavo interrato al punto di connessione POD installato presso la stazione di trasformazione 30/150 e quest'ultima sarà collegata, tramite cavo interrato alla stazione di smistamento 150 kV, a sua volta collegata alla Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 380/150 kV denominata "Brindisi Pignicelle" di proprietà di Terna. La stazione di smistamento 150 kV sarà quindi collegata alla sezione 150 kV della esistente stazione di trasformazione 380/150 kV di "Brindisi Pignicelle", mediante un cavo interrato a 150 kV della lunghezza di circa 630 m ed in modalità entra-esci alla esistente linea 150 kV "Villa Castelli-Brindisi città", con raccordi a 150 kV in cavi interrati. Detti cavi a 150 kV saranno posati parte in terreno agricolo e parte all'interno dell'area della stazione 380/150 kV di "Brindisi Pignicelle" di proprietà Terna. Il collegamento elettrico dell'impianto fotovoltaico alla RTN prevede la realizzazione delle seguenti opere:

1. Rete in cavo interrato a 30 kV dall' impianto fotovoltaico (dagli inverter) ad una stazione di trasformazione 30/150;
2. N. 1 Stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV da condividere con altri produttori;
3. N.1 Stazione di smistamento 150 kV a doppio sistema di sbarre con isolamento in aria a 8 passi di sbarre;
4. N. 1 elettrodotto aereo a 150 kV per il collegamento della stazione 30/150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV;
5. Raccordi della suddetta stazione di smistamento a 150 kV, in cavo interrato, alla esistente linea "Villa Castelli-Brindisi Città" in modalità "entra-esci";
6. N.1 elettrodotto in cavo interrato per il collegamento della nuova stazione di smistamento alla sezione 150 kV della Stazione 380/150 kV di "Brindisi Pignicelle" di Terna.

Completano le opere dell'impianto fotovoltaico:

- Quadri di parallelo stringa ('string box') collocati in posizione più possibile baricentrica rispetto ai rispettivi sottocampi fotovoltaici per convogliare le stringhe di moduli e permettere il sezionamento della sezione CC di impianto. Gli string box sono equipaggiati di dispositivi di protezione e di monitoraggio dei parametri di funzionamento.
- Opere di cablaggio elettriche (in corrente continua e corrente alternata aux BT/MT) e di comunicazione.
- Rete di terra ed equipotenziale di collegamento di tutte le strutture di supporto, cabine ed opere accessorie potenzialmente in grado di essere attraversate da corrente in caso di guasto o malfunzionamento degli Impianti.
- Sistema di monitoraggio SCADA per il monitoraggio e l'acquisizione dati su base continua.
- Ripristino di strade bianche per il raggiungimento delle cabine inverter e della cabina di consegna
- Fondazioni in c.a. di sostegno dei cabinati.
- Recinzioni e cancelli per la perimetrazione delle aree coinvolte ed il controllo degli accessi.

Di seguito si riportano delle tabelle riguardo i dati di progetto.

Committente	BARONI S.R.L.
Provincia	Brindisi
Sito censito	Censimento al catasto del Comune di Brindisi al Foglio 65 10-105-106-107-112-114-115-116-118-124-127-128-130-131-14-157-158-161-164-165-169-171-204-206-208-210-212-23-24-243-261-262-263-266-27-28-29-30-60-61-71-72-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-87-88-89-91-96-125-170-25-73-140-141-143-144-145-146
Latitudine	40° 36' 55" N
Longitudine	17° 48' 48" E
Altitudine	43 m s.l.m.

Tabella 2: Dati di progetto relativi alla Committenza e al Sito

<i>Tipo d'intervento</i>	
Nuovo impianto	Si
Trasformazione	No
Ampliamento	No
<i>Dati rete</i>	
Tensione Nominale	150 kV
Numero Cliente (POD)	NUOVA CONNESSIONE
Normativa di connessione	regole tecniche di connessione in AT stabilite dalla STMG emessa da TERNA (GRTN).
<i>Misura dell'energia prodotta</i>	Tramite GdM dedicato e conforme alla delibera 595/14 e tarato così come prescritto dall' Agenzia delle Dogane.
<i>Misura dell'energia scambiata</i>	Tramite GdM dedicato, installato dal Gestore di Rete e tarato così come prescritto dall' Agenzia delle Dogane.

Tabella 3: Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Superficie netta occupata dal campo fotovoltaico (m ²)	In totale 139.354 m ²
<i>Generatore FV</i>	
Potenza nominale in DC (kW _p)	30.073
Numero moduli	49.380 (32.100 moduli da 700W e 17.280 moduli da 440W)
Sub-campi	14
Marca moduli – tipo 1	SKI
Potenza unitaria dei moduli (W _p)	700
Tecnologia moduli	Celle in silicio monocristallino

Marca moduli – tipo 2	Jinko
Potenza unitaria dei moduli (W_p)	440
Tecnologia moduli	Celle in silicio monocristallino
Orientamento moduli – tipo 1	Est – Ovest
Orientamento moduli – tipo 2	Sud
Inclinazione moduli – tipo 1	$\pm 55^\circ$ rispetto all'orizzontale
Inclinazione moduli – tipo 2	15° rispetto all'orizzontale
Distanza tra le file parallele – tipo 1	4,80 m (bordo-bordo pannello in posizione orizzontale)
Distanza tra le file parallele – tipo 2	2,51 m (bordo – bordo parallelo)
<u>Inverter</u>	In numero complessivo pari a 14
Potenza max c.a. totale (kVA)	2500 kVA
Numero inverter	3
Marca e modelli inverter	SUNGROW SG2500HV
Protezione di interfaccia	Sì (esterna)
Potenza max c.a. totale (kVA)	3150 kVA
Numero inverter	11
Marca e modelli inverter	SUNGROW SG3125HV
Protezione di interfaccia	Sì (esterna)
Posizione del quadro di parallelo generale ed SPG/SPI	All'interno del locale dedicato della cabina di consegna.
Posizione degli inverter	A terra, adiacente ad ogni sottocampo dei moduli fotovoltaici
Posizione del quadro di parallelo generale	All'interno del locale dedicato della cabina di consegna.

Tabella 4: Dati di progetto campo fotovoltaico

Previsione dell'energia prodotta	42.613,44 MWh/anno
----------------------------------	--------------------

Quantità d'energia primaria risparmiata ¹⁾	3.622,14 TEP/anno
Emissioni evitate di CO ₂ ²⁾	21.306,72 tonnellate/anno

Tabella 5: Producibilità impianto fotovoltaico

1. Per ogni MWh elettrico prodotto vengono risparmiate 0,085 TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio);
2. Il calcolo della CO₂ evitata è stato effettuato sulla base di una emissione media evitata di 500 kg/MWh (fonte rapporto ambientale ENEL 2001).

NUMERO CAMPO	INGRESSI INVERTER	NUMERO STRINGHE	NUMERO MODULI PER STRINGA	NUMERO TOTALE STRINGHE	NUMERO TOTALE MODULI	TOTALE POTENZA DC [MWp]
C1	20	6	17	148	2430	1,069
	1	7	16			
	1	8	12			
	1	6	14			
	19	14	21			
	1	11	18			
	1	11	17			
C2	19	14	21	325	6600	2,904
	1	11	18			
	1	11	17			
	1	12	17			
	1	12	17			
	1	13	17			
C3	19	16	22	389	8250	3,630
	1	18	20			
	1	18	16			
	1	17	18			
	1	16	18			
	1	16	20			
C4	20	8	15	183	2722	1,905
	1	6	14			
	1	6	14			
	1	6	14			
	1	5	14			
C5	19	13	16	287	4384	3,069
	1	8	11			
	1	8	10			

	1	8	11			
	1	8	11			
	1	8	11			
C6	19	9	15	206	3060	2,142
	1	6	16			
	1	6	18			
	1	8	13			
	1	7	13			
	1	8	12			
C7	19	8	15	184	2700	1,890
	1	7	12			
	1	7	12			
	1	6	12			
	1	6	15			
	1	6	15			
C8	19	11	11	251	2860	2,002
	1	9	12			
	1	9	13			
	1	8	13			
	1	8	15			
	1	8	14			
C9	19	9	12	204	2448	1,714
	1	9	12			
	1	6	12			
	1	6	12			
	1	6	12			
	1	6	12			
C10	19	6	13	145	1804	1,263
	1	6	13			
	1	5	13			
	1	7	9			
	1	7	8			
	1	6	10			
C11	19	9	13	209	2632	1,842
	1	8	11			
	1	7	11			
	1	7	11			
	1	7	11			
	1	9	10			
C12	19	7	14	166	2328	1,630
	1	9	11			

	1	7	15			
	1	7	16			
	1	5	15			
	1	5	15			
C13	19	7	23	167	3504	2,453
	1	8	15			
	1	7	13			
	1	7	12			
	1	6	14			
	1	6	11			
C14	19	8	20	186	3658	2,561
	1	8	18			
	1	9	18			
	1	6	19			
	1	6	18			
	1	5	18			
TOTALE				3050	49380	30,073

Tabella 6: Tabella di configurazione elettrica del campo fotovoltaico

Di seguito le schede tecniche dei principali componenti di impianto dati tecnici e costruttivi:

CABINA INVERTER SG2500HV-20

Input (DC)	SG2500HV-20
Max. PV input voltage	1500V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	18 – 24
Max. PV input current	3508 A
Max. DC short-circuit current	4210 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
Max. AC output power	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	2886 A
Nominal AC voltage	550 V
AC voltage range	495 – 605 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / Euro. efficiency	99.0 % / 98.7 %
Protection	
DC input protection	Load break switch + fuse
AC output protection	Circuit breaker
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm
Weight	6.5 T
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP54
Auxiliary power supply	Optional: Max. 40 kVA
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 2000 m derating)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62118
Grid support	Q at night function, L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG2500HV-20

Figura 6: Specifica tecnica della cabina inverter SG2500HV

CABINA INVERTER SG3125HV-20

Input (DC)	SG3125HV
Max. PV input voltage	1500V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)
Max. PV input current	4178 A
Output (AC)	
AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A
Nominal AC voltage	600 V
AC voltage range	480 – 690 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / Euro. efficiency	99.0 % / 98.7 %
Protection and Function	
DC input protection	Load break switch + fuse
AC output protection	Circuit breaker
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Night SVG function	Yes
Anti-PID function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm
Weight	6.5 T
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727
Grid support	Night SVG function, L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG3125HV-10

Figura 7: Specifica tecnica della cabina inverter SG3125HV

A seguire si riportano le schede tecniche dei cavi (DC) utilizzati per creare le stringhe, connettori moduli, string-box, cavi (DC) per connettere le string-box agli inverter, cavi per connettere gli inverter alla cabina di consegna.

H1Z2Z2-K

Marcatura: CE 0987 SPECIALCAVI BALDASSARI H1Z2Z2-K <formazione> IEMMEQU HAR <lotto> <anno> ECA











CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Anima:
Conduttore in rame stagnato flessibile, classe 5

Isolamento:
Mescola LSZH a base di gomma reticolata

Guaina esterna:
Mescola LSZH a base di gomma reticolata speciale, resistente ai raggi UV

Colori:
Colore anima:
Bianco
Colore guaina esterna:
Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000)

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Tensione di esercizio anime:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)

Tensione di esercizio guaina:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)
Tensione di prova: 15 kV C.C.

RIFERIMENTI NORMATIVI

EN 50618
EN 60228 EN 50395
EN 50618
EN 50618 EN 50395 EN 62230
EN 50618 EN 50396 EN 60228
EN 60811-401 EN 50618
EN 60811-504 EN 60811-505 EN 60811-506 EN 50618
EN 60811-403 EN 50396 EN 50618
EN 50618 EN 50289-4-17 metodo A
EN 50618
EN 60068-2-78
EN 60811-503
EN 60332-1-2
EN 61034-2 (LT≥60%)
EN 50525-1
EN 50618 EN 60216-1 EN 60216-2

CLASSE DI REAZIONE AL FUOCO

EN 50575:2016 E_{ca}

TEMPERATURE

Temperatura minima di esercizio: -40°C
Temperatura massima di esercizio: +90°C
Temperatura massima di cortocircuito: +250°C

CONDIZIONI DI POSA

 Temperatura minima di posa: -25°C	 Raggio minimo di posa di 4	 Max sforzo di tiro: 15kN/m ² sezione; max sforzo di trazione: 50kN/m ² installazione	 Posa fissa
 In aria libera	 In tubo o canalina in aria	 In canale interrato	 Interrato con protezione
 In tubo interrato	 Direttamente interrato		

Figura 8: Specifica tecnica del cavo in DC utilizzato per creare le stringhe.

CONNETTORI MC4

CONNETTORI MC4 PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI


Prodotti per garantire affidabilità e resistenza alle intemperie, questi connettori MC4 sono certificati a norma TÜV e garantiscono una connessione water-proof (IP-65). Disponibili in tre diversi modelli per il collegamento in sicurezza di tutte le sezioni del vostro impianto fotovoltaico (dai pannelli all'inverter).

CARATTERISTICHE

Il modello Volante (MC4C) permette il collegamento in sicurezza tra i cavi del quadro con i fusibili posteriore e il resto dell'impianto. Per il collegamento in parallelo sono disponibili le coppie di parallelamento a Y (dette T-Branch, MC4T). La connessione finale tra il gruppo fotovoltaico e l'inverter è permesso con gli speciali connettori Pannello (MC4P). Compatibili per le diverse sezioni dei cavi speciali a norma TÜV (2,5 - 4 - 6 mm²).

APPLICAZIONI

L'elevata qualità e resistenza alle intemperie li rendono adatti ad ogni tipo di impianto fotovoltaico ad isola, dai piccoli impianti fino a quelli di grandi dimensioni. Sono stati applicati con successo in ogni tipo di situazione e per ogni tipo di necessità: Camper, Roulotte, Baite, Ponti Radio, Stazioni Meteorologiche, Sistemi di allarme isolati, Kit Solari per ricaricare dispositivi elettronici, Impianti Fotovoltaici ad isola.

CERTIFICAZIONI

SCHEDA TECNICA

Modelli	MC4P	MC4T	MC4C
Resistenza (mΩ)	< 0,3	< 5	< 0,3
Corrente nominale (A)	16	30	25
Composizione conduttore	Rame stagnato		
Tensione (Vcc)	1000		
Temperatura di lavoro (°C)	Da -40 a +85		
Sezioni nominali (mm ²)	2,5 / 4 / 6		
Flame Retardant Grade	UL94-V0		
Materiale isolante	PPO		
Sicurezza	Classe II		
Resistenza all'acqua	IP 65		

Vectron S.r.l. - P.I. 02481280376 - Via Ghisiliera 21/C - 40131 Bologna - Italy - Tel. 051-6493405 Fax 0515280315 - info@vectronenergy.it

Figura 9: Specifica tecnica dei connettori MC₄ per connessione delle stringhe.

SUNBOX™ PVS-16M-DB

PV combiner box for 1000 Vdc system



Efficient and Safe

- PV specific application fuses, both positive and negative polarity
- PV specific application SPD with failure alarm function
- PV string current and voltage abnormal alarm
- Specific application combiner busbar parts with shield
- Main load breaker switch state monitoring (need optional accessory)



Flexible

- IP65 protection
- Self supplied power with SPD
- Output cable sectional area range 120 - 400 mm² (max. 400 mm² Al cable)



Reliable

- Highly optimize the system wiring
- Modular design for easy and quick maintenance
- CE



Parameters	PVS-16M-DB
Max. PV string voltage	1000 V
Max. PV string parallel inputs	16 * 2
Rated fuse current for each string (replaceable)	30 A
Input terminal type	6 mm ²
Output terminal type	120 – 400 mm ²
Protection class	IP65
Environment temperature	-40 °C to 60 °C
Environment humidity (non-condensing)	0 – 95 %
Dimensions (W*H*D)	720*680*180 mm
Weight	41 kg
Material of enclosure	Steel

Standard Accessories

DC main output load switch	Yes
PV specific application SPD	Yes
PV SPD failure monitoring	Yes
PV self power supply for internal loads	Yes
Communication port	Yes
Current and voltage monitoring for each string	Yes

Optional Accessories

Monitoring for load break switch state	Optional
--	----------

Figura 10: Specifica tecnica delle string-box.



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

Model Product: P10-P11 - 20190405

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



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

Norme di riferimento

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

Standards

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



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

Tensione nominale U0	600V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U0
Tensione nominale U	1000V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U
Tensione di prova	4000 V	Test voltage
Tensione massima Um	1200V(AC) 1800V(DC)	Maximun voltage Um
Temperatura massima di esercizio	90	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm ²	250	Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm ²
Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm ²	220	Maximun short circuit temperature for sections over 240mm ²
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature

Condizioni di impiego piu comuni
 Adatti per L'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di Ingegneria civile con l'obbiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e fumo, conformi al Regolamento CPR. Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Per posa fissa in aria libera, in tubo o canaletta, su muratura e strutture metalliche o sospesa. Adatti anche per posa interrata diretta o indiretta. Non indicato per sringhe di collegamento con pannelli fotovoltaici. Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti esterni anche bagnati AD7. Caratteristiche particolari buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Caratteristiche Particolari, buon comportamento alle basse temperature a resistente ai raggi UV.

Common features
 For electrical power system in constructions and other civil engineering bulgins, in order to limit fire and smoke production and spread, in accordance with the CPR. Power and control use outdoor and indoor applications, even wet. Suitable for fixed installations at open air, in tube or canals, masonry, metals structures, overhead wire and for direct or indirect underground wiring. Not indicated for connection with photovoltaic panels. Power and control use outdoor applications, even wet AD7. Special features good resistance to industrial oils and greases. Good behavior at low temperatures. UV resistant.

Condizioni di posa
 Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):
 energia = 4 D / segnalazione e comandi = 6 D
 Sforzo massimo di tiro:
 50 N/mm²

Imballo
 Matasse da 100m in involucri termoretraibili fino alla sezione 5x6mm² se richiesto. Bobina con metrature da definire in fase di ordine.

Colori anime
 Unipolare: nero
 Bipolare: blu-marrone
 Tripolare: marrone-nero-grigio o G/V-blu-marrone
 Quadripolare: blu-marrone-nero-grigio (o G/V al posto del blu)
 Pentapolare: G/V-blu-marrone-nero-grigio (senza G/V 2 neri)
 Multipli per segnalazioni: neri numerati

Colori guaina
 Grigio chiaro RAL7035

Marcatura ad inchiostro
 GENERALCAVI- Cca-s3,d1,a3 - IEMMEQU EFP - anno - FG16(O)R16 - 0,6/1 kV - form x sez. - ordine lavoro interno - metratura progressiva

Employment
 Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):
 Power cables, = 4 D / Control cables = 6 D
 Maximum pulling stress:
 50 N/mm²

Packing
 100m rings in thermoplastic film up to section 5x6mm². Drums to agree.

Core colours
 Single core: black
 Two cores: blue-brown
 Three cores: brown-black-gray (or blue-brown-Y/G)
 Four cores: blue-brown-black-gray (or Y/G instead blue)
 Five cores: Y/G-blue-brown-black-gray (or black instead Y/G)
 Multicores: black with numbers

Sheath colour
 Light grey RAL 7035

Ink marking
 GENERALCAVI - Cca-s3,d1,a3 - IEMMEQU EFP - year - FG16(O)R16-0,61/kV - form x sect. - inner work order - progressive length

Figura 11: Specifica tecnica dei cavi per la connessione della string-box all' inverter.


RG16H1R12 da 1,8/3kV a 18/30 kV
 (UNIPOLARI Ex RG7H1R) CPR Eca


Model Product: 701-705-710-713-716-724-730 - 20180724

 UNIPOLARI MEDIA TENSIONE
 MEDIUM VOLTAGE

Norme di riferimento

 HD 620 CEI 20-13pqa, IEC 60502pqa
 EN 50575:2014 + EN 50575/A1:2016

Standards


Conduttore rigido di rame rosso ricotto. Classe 2.
 Semiconduttore interno elastomerico estruso
 Isolamento in HEPR di qualità G16
 Semiconduttore esterno elastomerico estruso pelabile a freddo per il grado 1,8/3kV solo su richiesta
 Schermo costituito a fili di rame rosso
 Guaina in PVC qualità R12

Rigid class 2 red copper conductor.
 Inner semi-conducting layer
 Elastomeric mixture insulation (G16 quality).
 Outer semi-conducting layer special high module hepr for 1.8 / 3 kV only on request
 Red copper wire shield.
 Outer Sheath PVC R12 type.

<i>Tensione nominale U₀</i>	da 1,8kV a 18kV	<i>Nominal voltage U₀</i>
<i>Tensione nominale U</i>	da 3kV a 30kV	<i>Nominal voltage U</i>
<i>Temperatura massima di esercizio</i>	+90°C	<i>Maximum operating temperature</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito</i>	+250°C	<i>Maximum short circuit temperature</i>
<i>Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)</i>	-15°C	<i>Min. operating temperature (without mechanical shocks)</i>
<i>Temperatura minima di installazione e maneggio</i>	0°C	<i>Minimum installation and use temperature</i>

Condizioni di impiego piu comuni

Adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Adatti per l'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di Ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e fumo, conformi al Regolamento CPR. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta.

Condizioni di posa

Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):
 12 D
Sforzo massimo di tiro:
 60 N/mm

Imballo

Imballo e quantitativi minimi da definire in sede d'ordine

Colori anime

Unipolare: rosa
 Tripolare: rosa

Colori guaina

Rosso

Note

Nei cavi con tensione nominale di isolamento U₀ verso terra inferiore o uguale a 3,6 kV è ammessa l'omissione degli strati semiconduttori.

Common features

Suitable for the transport of energy between the substations and large users. For electrical power system in constructions and other civil engineering bulginngs, in order to limit fire and smoke production and spread, in accordance with the CPR. For free-hanging, pipe or channel. Laying underground also not protected.

Employment

Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):
 12 D
Maximum pulling stress:
 60 N/mm

Packing

Packaging and minimal quantity to agree

Core colours

Single core: pink
 Three cores: pink

Sheath colour

Red

Note

In cables with a rated voltage of U₀ insulation to lower ground or equal to 3.6 kV is allowed the omission of the semiconductor layers.

Figura 12: Specifica tecnica dei cavi MT per il collegamento delle cabine inverter alla cabina di consegna.

5. ANALISI PRODUCIBILITA' ELETTRICA E CALCOLO DELLA CO₂ EVITATA

Il calcolo della radiazione solare incidente sui pannelli fotovoltaici è effettuato utilizzando i dati radiometrici di progetto DB ENEA e la norma UNI 8477 che ne illustra il metodo di calcolo.

- Località: Brindisi (BR)
- Latitudine: 40°36'55" N
- Longitudine: 17°48'48" E
- Fattore di Albedo: 0,2

Si riportano le traiettorie solari per ogni falda:

- Angolo di azimut: -° gradi SUD
- Angolo di tilt: 20°

I risultati dell'elaborazione sono i seguenti:

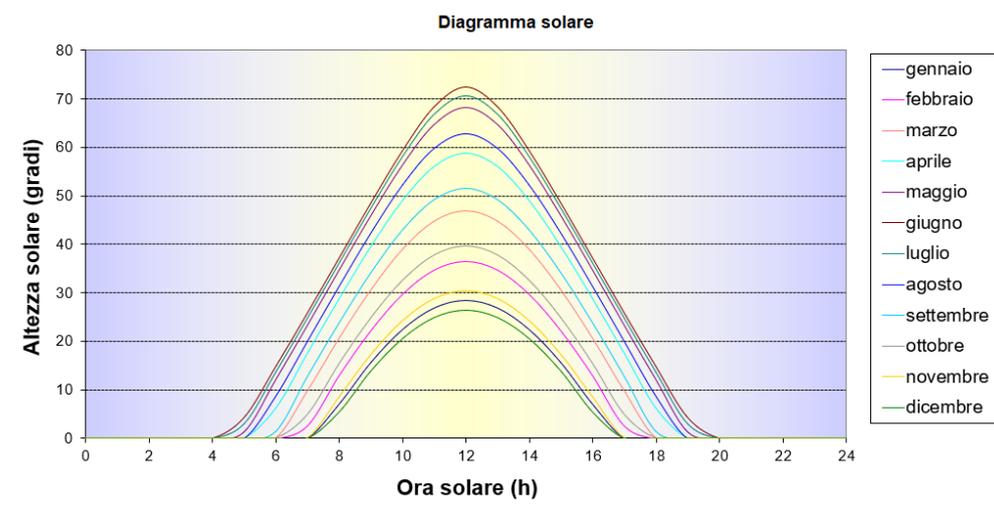


Figura 4: Andamento delle traiettorie solari per il luogo in questione.

Radiazione solare												
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
radiazione solare mensile diffusa Hd	25,83	31,67	46,50	55,00	63,72	59,17	55,11	51,67	44,17	35,31	26,67	23,25
radiazione solare mensile diretta Hb	59,99	62,32	94,77	118,45	137,01	157,10	174,96	161,74	130,41	108,14	65,32	50,46
radiazione globale mensile	85,83	93,98	141,27	173,45	200,73	216,27	230,07	213,41	174,58	143,44	91,99	73,71
radiazione solare annuale	1838,74											kWh/m²

Tabella 7: Radiazione solare incidente sul terreno

Dalla quale si ottiene il seguente grafico:

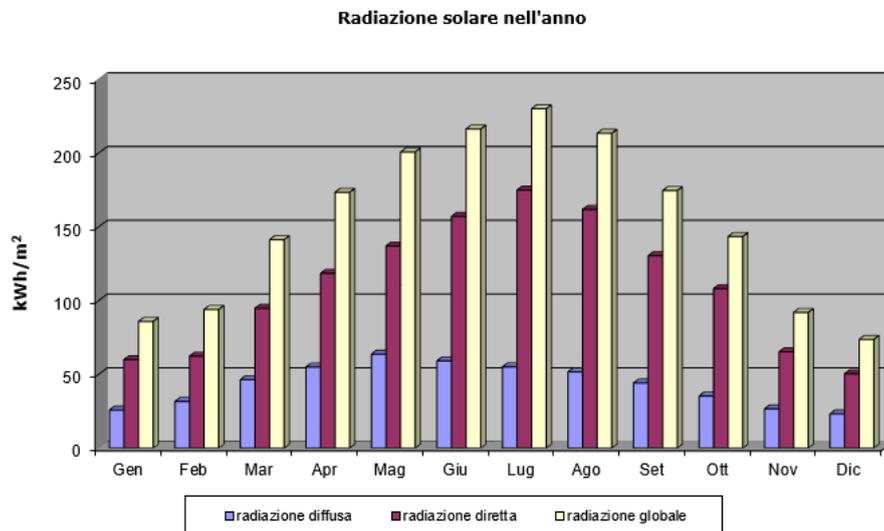


Figura 14: Radiazione solare incidente sul terreno

L'impianto di produzione di energia elettrica mediante effetto fotovoltaico è composto dall'insieme dei moduli fotovoltaici (campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire la produzione di energia elettrica e di fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore. La produzione di energia elettrica attesa dall'impianto fotovoltaico (E_p) in un dato periodo di tempo (Δt) (giorno, mese, anno), espresso in kWh, è stata determinata dal prodotto tra la potenza nominale (P_{nom}) e le ore equivalenti:

$$E_p(\Delta t) = P_{nom} \cdot h_{eq}(\Delta t)$$

La potenza dell'impianto si determina dal prodotto tra il numero di moduli impiegati e la potenza nominale del singolo modulo fotovoltaico. La potenza nominale del modulo viene determinata in condizioni di prova

standard STC (Standard Test Condition), in cui la temperatura della cella fotovoltaico è di 25°C (+ 2°C) e l'irraggiamento è di 1000 W/m².

Le ore equivalenti, invece, vengono determinate partendo dalle ore equivalenti solari h_s (Guida CEI 82/25):

$$h_s(\Delta t) = E_r(\Delta t) / 1 \text{ kW/m}^2$$

in cui E_r è il valore della radiazione solare specifica e Δt l'intervallo di tempo considerato. Se come tempo consideriamo i 365 giorni dell'anno allora il prodotto $E_r(\Delta t)$ corrisponde esattamente al valore della radiazione solare determinato in precedenza. A questo punto in valore della produzione elettrica attesa dall'impianto durante il periodo considerato, espresso in ore equivalenti di picco h_{eq} (cioè in ore di funzionamento dell'impianto alla sua potenza di picco) è dato dalla formula:

$$h_{eq}(\Delta t) = h_s(\Delta t) * K * \eta_{pv} * \eta_{inv}$$

dove:

- k è un coefficiente (<1) che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti del generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale del modulo e della polluzione della superficie di captazione;
- η_{pv} è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistite, caduta sul diodo, dispersione della caratteristica dei moduli (mismatch);
- η_{inv} è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di comunicazione, magnetici, di alimentazione circuiti di controllo.

Dunque, per la stima della produzione dell'impianto fotovoltaico non è stata considerata esclusivamente l'esposizione alla fonte solare, ma si è tenuto conto degli aspetti tecnici legati ai componenti utilizzati in tutto il processo di conversione. Nella seguente tabella sono riportate i valori associati alle perdite dovute fattori su indicati.

Dettaglio perdite	annua
perdite per temperatura	-6,54%
perdite per riflessione	-3,00%
perdite per sporcamento	-1,00%
perdite per livello di irraggiamento	-2,83%
perdite per mismatching	-1,80%
perdite nei cavi	-2,00%
perdite nel gruppo di conversione	-5,01%
altre perdite	-3,00%
Totale	-25,19%

Tabella 8: Dettaglio delle perdite dell'intero sistema

In definitiva le ore equivalenti di produzione dell'impianto in progetto risulteranno pari

$$h_{eq}(\Delta t) = h_s(\Delta t) * K_{\eta pv} * \eta_{inv} = 1.416.$$

Moltiplicando le ore equivalenti per la potenza nominale dell'impianto si ottiene la stima dell'energia elettrica prodotta su base mensile ed annuale:

$$E_{annuale} = h_{equ} \times P_{nom} \text{ [kWh]}$$

$$E_{annuale} = 1.417 \times 30073 \times 1000^{(-3)} = 42.613,44 \text{ [MWh]}$$

La tabella seguente illustra invece l'energia elettrica prodotta mensilmente a partire dalla radiazione mensile unitaria:

	producibilità mensile [kWh/kWp]	potenza impianto [kWp]	energia mensile prodotta [kWh/mese]
Gen	70	30073	2105110
Feb	76	30073	2285548
Mar	113	30073	3398249
Apr	137	30073	4120001
Mag	155	30073	4661315
Giu	163	30073	4901899
Lug	171	30073	5142483
Ago	158	30073	4751534
Set	131	30073	3939563
Ott	111	30073	3338103
Nov	73	30073	2195329
Dic	59	30073	1774307
anno	1417	30073	42613441

Tabella 9: Produzione media mensile attesa

da cui il grafico:

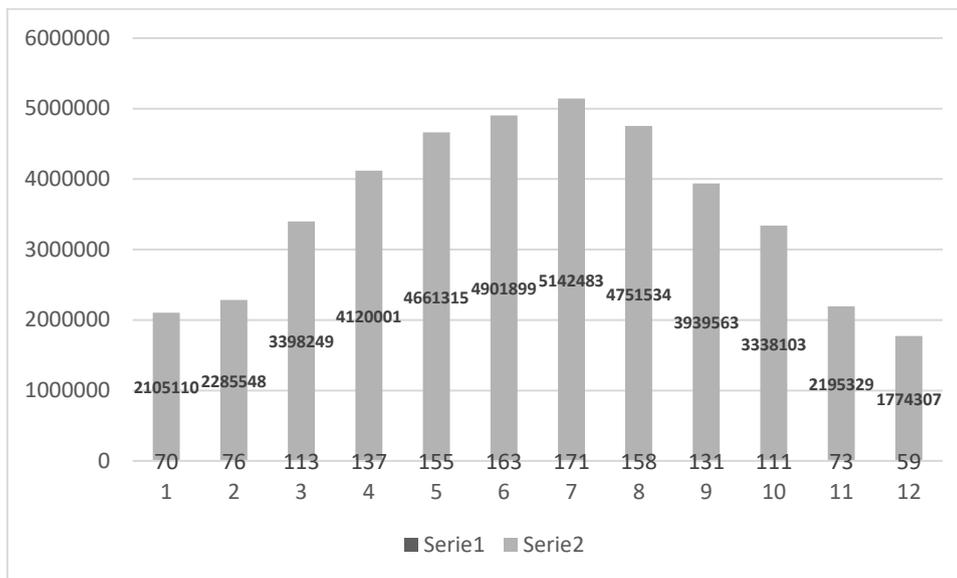


Figura 5: Produzione media mensile attesa

Alla fine di tale relazione si vuole dare evidenza della quantità di anidride carbonica (CO₂) che verrebbe liberata nell'atmosfera qualora la stessa quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto in progetto venisse realizzata con i metodi tradizionali (centrali elettriche a gas, a carbone o oli combustibili). L'emissione nell'atmosfera di anidride carbonica CO₂ per ogni kWh prodotto è pari a 500 kg/MWh (fonte rapporto ambientale ENEL 2001). Un impianto con potenza pari a 30.073 kWp che produrrà circa 42.613,44 MWh di energia elettrica all'anno eviterà l'emissione di CO₂ in atmosfera per ben 21.306,72 tonnellate all'anno.

4. CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Nella progettazione dell'impianto sono stati adottati i seguenti accorgimenti:

- Collocamento dei moduli FV su struttura tracker in direzione est-ovest con una inclinazione rispetto al piano orizzontale di $\pm 55^\circ$, al fine di massimizzare la captazione della radiazione solare in funzione del posizionamento esistente delle falde (superficie complessiva coperta pari a 106.909,82 mq);
- Collocamento dei moduli FV verso il SUD geografico (0° SUD) con una inclinazione rispetto al piano orizzontale di 15° , al fine di massimizzare la captazione della radiazione solare in funzione del posizionamento esistente delle falde (superficie complessiva coperta pari a 32.444,18 mq);
- Disposizione ottimale dei moduli sulla superficie di installazione allo scopo di minimizzare gli ombreggiamenti sistematici;
- Utilizzo di moduli fotovoltaici e di gruppi di conversione ad alto rendimento al fine di ottenere una efficienza operativa media del campo fotovoltaico superiore all'85% e un'efficienza operativa media dell'impianto superiore al 75%;
- Utilizzo di moduli fotovoltaici ad alta tensione con potenza di resa garantita per il mantenimento dell'83% della potenza nominale per un periodo di 25 anni;
- Configurazione ottimale delle stringhe di moduli allo scopo di minimizzare le perdite per mismatching;
- Configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc...) nel pieno rispetto delle prescrizioni della normativa per i produttori allacciati in Altissima Tensione;
- Predisposizione per la misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico, direttamente in Altissima Tensione nella nuova stazione di elevazione in prossimità della nuova stazione di smistamento
- Utilizzo di cavi per il trasporto dell'energia progettati specificatamente per l'impiego nelle applicazioni fotovoltaiche per le sue caratteristiche elettriche- termiche- meccaniche e chimiche. Tali cavi presentano, infatti, un'ottima resistenza alla corrosione, all'acqua, all'abrasione, agli agenti chimici (oli minerali, ammoniaca, sostanze acide ed alcaline) ed un buon comportamento in caso di incendio (bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi).

4.1 Dimensionamento del campo fotovoltaico-inverter

Nel processo di progettazione degli impianti fotovoltaici collegati alla rete, la scelta della tensione nominale del campo fotovoltaico e quella del gruppo di conversione avviene in maniera contestuale e rappresenta una delle scelte più delicate per il corretto dimensionamento dell'impianto stesso. In fase di progetto occorre stabilire i valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste e valutare se questi possono essere considerati compatibili con le caratteristiche d'ingresso dell'inverter.

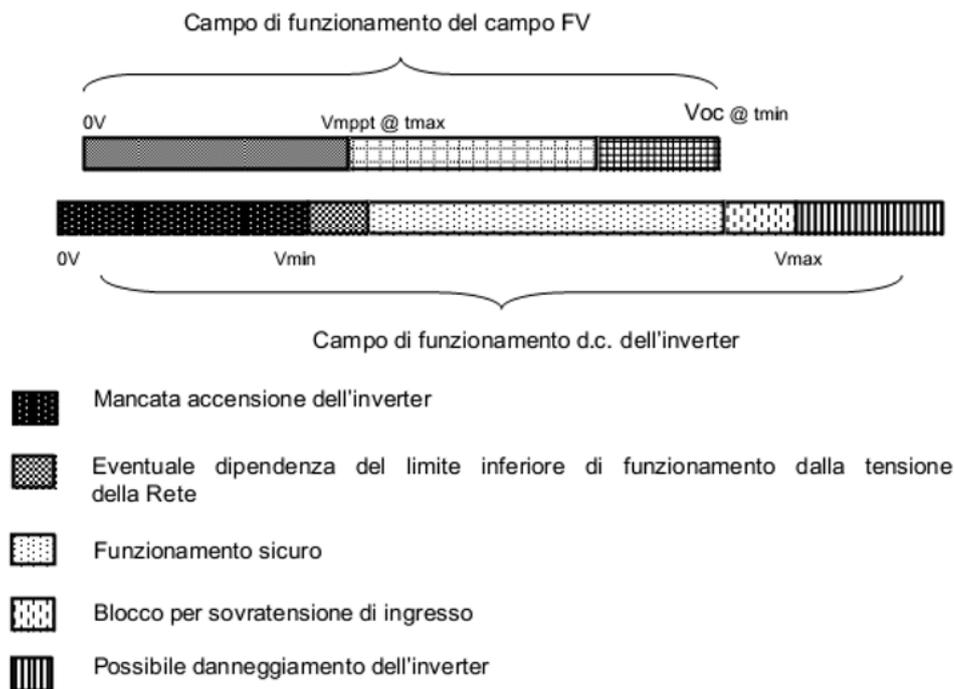


Figura 6: Diagramma accoppiamento moduli – inverter

Dal diagramma di accoppiamento sopra riportato, si evince pertanto che le tre condizioni da verificare, affinché le stringhe dei moduli fotovoltaici siano compatibili con le caratteristiche dell'inverter sono le seguenti:

1. $V_{oc}(T_{min}) < V_{max}$
2. $V_M(T_{max}) > V_{MPPT\ min}$

$$3. V_M(T_{min}) > V_{MPPT_{max}}$$

La prima delle tre condizioni stabilisce che la tensione massima di stringa a circuito aperto non deve mai superare la tensione massima ammissibile all'ingresso dell'inverter. La seconda e la terza assicurano invece che la tensione di stringa nel punto MPPT di massima potenza non esca al di fuori dei limiti operativi richiesti dall'operatore MPPT. Le condizioni operative estreme sono riferite alla temperatura minima e massima che si può ipotizzare sui moduli fotovoltaici tenuto conto della località in cui verranno installati gli stessi e della tipologia di integrazione sulla copertura.

Sulla base delle considerazioni sopra menzionate e tenendo conto della

- 1) tensione di esercizio MPPT dell'inverter di range $875 < V_{mppt} < 1300 \text{ V}$,
- 2) minima temperatura in sito ammissibile di 5° C che influisce sulla tensione delle stringhe

si è scelto di realizzare 14 sottocampi afferenti a 12 cabine inverter da cui scaturisce la configurazione elettronica di seguito rappresentata:

NUMERO CAMPO	INGRESSI INVERTER	NUMERO STRINGHE	NUMERO MODULI PER STRINGA	NUMERO TOTALE STRINGHE	NUMERO TOTALE MODULI	TOTALE POTENZA DC [MWp]
C1	20	6	17	148	2430	1,069
	1	7	16			
	1	8	12			
	1	6	14			
	19	14	21			
	1	11	18			
	1	11	17			
C2	19	14	21	325	6600	2,904
	1	11	18			
	1	11	17			
	1	12	17			
	1	12	17			
	1	13	17			
C3	19	16	22	389	8250	3,630
	1	18	20			
	1	18	16			
	1	17	18			
	1	16	18			
	1	16	20			

C4	20	8	15	183	2722	1,905
	1	6	14			
	1	6	14			
	1	6	14			
	1	5	14			
C5	19	13	16	287	4384	3,069
	1	8	11			
	1	8	10			
	1	8	11			
	1	8	11			
	1	8	11			
C6	19	9	15	206	3060	2,142
	1	6	16			
	1	6	18			
	1	8	13			
	1	7	13			
	1	8	12			
C7	19	8	15	184	2700	1,890
	1	7	12			
	1	7	12			
	1	6	12			
	1	6	15			
	1	6	15			
C8	19	11	11	251	2860	2,002
	1	9	12			
	1	9	13			
	1	8	13			
	1	8	15			
	1	8	14			
C9	19	9	12	204	2448	1,714
	1	9	12			
	1	6	12			
	1	6	12			
	1	6	12			
	1	6	12			
C10	19	6	13	145	1804	1,263
	1	6	13			
	1	5	13			
	1	7	9			
	1	7	8			

	1	6	10			
C11	19	9	13	209	2632	1,842
	1	8	11			
	1	7	11			
	1	7	11			
	1	7	11			
	1	9	10			
C12	19	7	14	166	2328	1,630
	1	9	11			
	1	7	15			
	1	7	16			
	1	5	15			
	1	5	15			
C13	19	7	23	167	3504	2,453
	1	8	15			
	1	7	13			
	1	7	12			
	1	6	14			
	1	6	11			
C14	19	8	20	186	3658	2,561
	1	8	18			
	1	9	18			
	1	6	19			
	1	6	18			
	1	5	18			
TOTALE				3050	49380	30,073

Tabella 10: Tabella sintetica con la configurazione elettrica del campo fotovoltaico

4.2 Dimensionamento delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno di due diverse tipologie; il primo tipo prevede un supporto dei pannelli su "tracker monoassiali", ovvero il tracker monoassiale adotta una tecnologia elettromeccanica per seguire l'esposizione solare est-ovest ogni giorno su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, per posizionare i pannelli fotovoltaici sempre sull'angolazione perfetta con i raggi del sole.

L'inclinazione rispetto alla orizzontale può variare da -55° a $+55^{\circ}$.

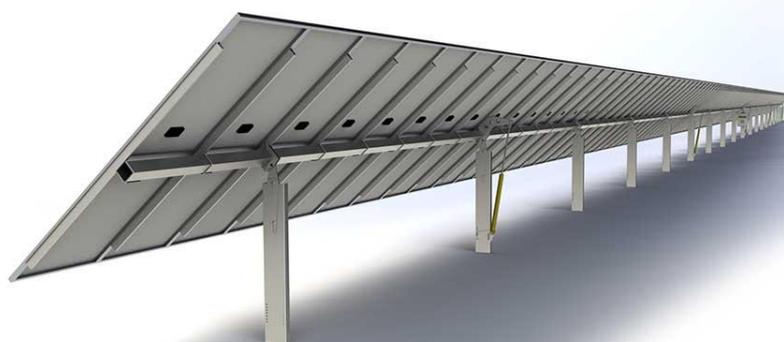
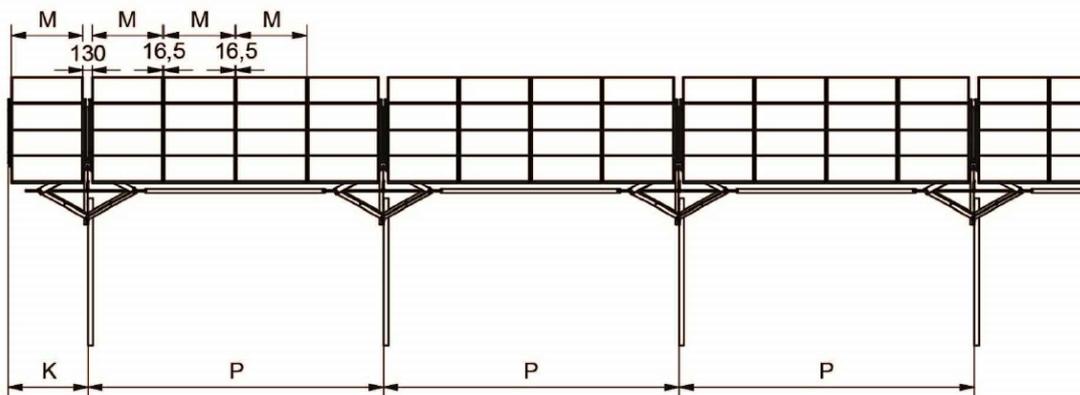


Figura 17: Prospetto frontale della struttura di sostegno dei moduli su tracker

Dall'analisi della relazione geologica relativa al sito oggetto della realizzazione dell'impianto agrovoltaiico sarà possibile eseguire calcoli strutturali più approfonditi per quanto concerne le fondazioni delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. L'ancoraggio della struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici al terreno sarà affidato ad un sistema di fondazione costituito da pali in acciaio zincato infissi nel terreno tramite battitura per circa 3,00 mt di profondità, laddove le condizioni del terreno non lo permettano si procederà tramite trivellazione.

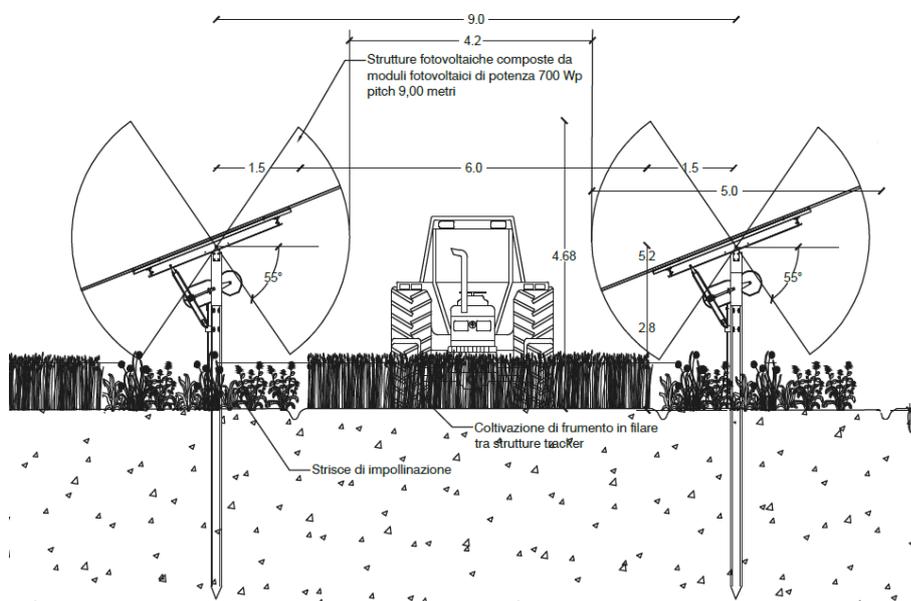


Figura 18: Prospetto frontale della struttura di sostegno dei moduli su tracker

L'altra tipologia di struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici risulta essere "fissa" ovvero concepita specificatamente per l'impiego in campo aperto di grandi impianti fotovoltaici.

Il campo dei moduli è disposto in modo da far penetrare nel suolo sottostante luce e umidità a sufficienza per sviluppare la flora e la rispettiva fauna. Poiché la distanza dallo spigolo inferiore del modulo al suolo è di circa 0,8 m è possibile coltivare e utilizzare la superficie restante. Tale distanza dal suolo impedisce il danneggiamento o l'insudiciamento dei moduli da parte degli animali e garantisce, inoltre, una resistenza sufficiente ad eventuali carichi di neve. Tutti i componenti sono preassemblati e confezionati conformemente al tipo di modulo scelto. I moduli devono essere soltanto inseriti dall'alto nei punti d'inserimento.

Ciò garantisce che si possano installare con grande velocità. Tutti i componenti sono costruiti in alluminio ed acciaio inox. L'elevata resistenza alla corrosione garantisce una lunga durata e offre la possibilità di un riutilizzo completo. A seguire si riportano alcuni prospetti e sezioni complete di quota per illustrare la geometria di posa.

Tra i moduli fotovoltaici sarà garantito il passaggio dell'acqua così come tra le file degli stessi.

L'arieggiamento sotto i pannelli permetterà la corretta evapotraspirazione del terreno e si andranno a creare condizioni positive per un miglioramento della biodiversità e della qualità dei terreni.

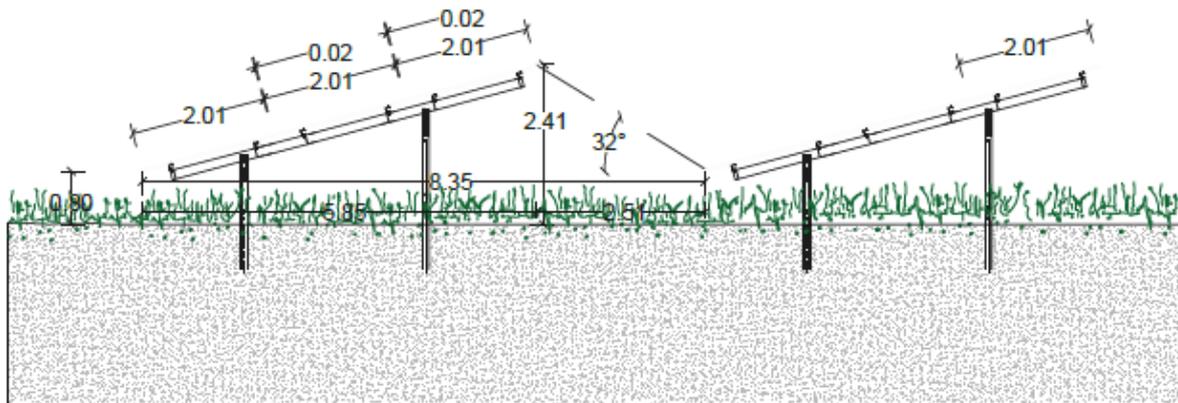


Figura 19: Vista in sezione delle strutture di supporto dei moduli con quotatura

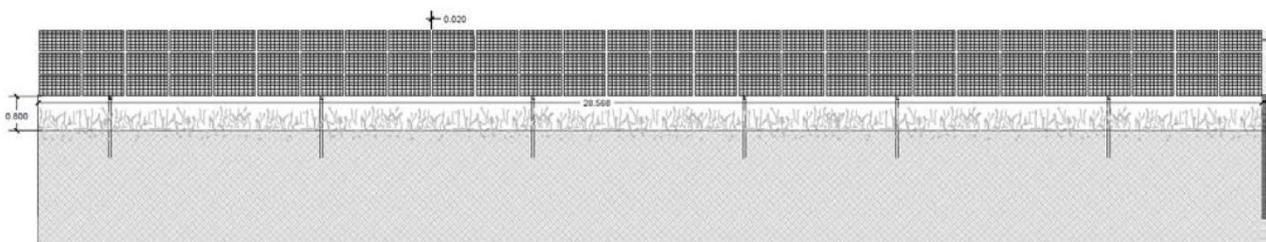


Figura 20: Vista frontale della struttura di supporto dei moduli

4.3 Dimensionamento delle cabine inverter

L'inverter (14 in totale) scelto per la conversione dell'energia è del tipo trifase con uscita diretta a 600 V. Le sue caratteristiche principali sono:

- 1 MPPT (con 21 coppie di ingressi in DC) indipendenti con un'efficienza fino al 99 %;
- un sezionatore in DC per ogni coppia di ingresso;
- un interruttore di manovra-sezionatore in corrente alternata;
- fusibili di protezione delle stringhe completamente integrati;
- scaricatori per protezione da sovratensione in ingresso, di classe II (uno per ogni ingresso);
- scaricatori per protezione da sovratensione in uscita, di classe II;
- assenza di condensatori elettrolitici, caratteristica che garantisce una maggiore durata del prodotto;

- Interfaccia di comunicazione Rs-485 (per connessione con computer portatili o datalogger), fibra ottica, ethernet.

I Gruppi di conversione scelti sono del tipo SUNGROW e di modelli SG2500HV e SG3125HV, i quali, oltre a provvedere alla conversione dell'energia continua proveniente dal campo agrovoltaiico in alternata, è connesso ad un apposito trasformatore equipaggiato con specifica vasca di raccolta oli, installato adiacente allo stesso che provvederà ad elevare la tensione di uscita dell'inverter, da 0,6 kV a 30 kV che è la tensione di esercizio del cavidotto di trasporto che collega l' impianto fotovoltaico alla stazione di elevazione 30/150 kV. Ogni inverter è fornito di un circuito inseguitore del punto di massima potenza o Maximum Power Point Tracker (MPPT) sulla curva caratteristica I-V del generatore, mediante una sofisticata procedura di calcolo eseguita dal microprocessore, il gruppo di conversione determina il punto ottimale di lavoro del campo agrovoltaiico che corrisponde alla massima potenza generabile dal campo agrovoltaiico nelle condizioni di insolazione in cui si trova. Il dispositivo di conversione utilizza un ponte a IGBT ad alta frequenza di commutazione che trasforma la corrente continua in corrente alternata. Gli inverter risultano conformi alle direttive Europee sulla Compatibilità Elettromagnetica (EMC); presentano infatti dei filtri EMC per la soppressione dei disturbi elettromagnetici; il gruppo di conversione, inoltre, è dotato di un Tester di isolamento ovvero di un sensore che verifica continuamente l'isolamento tra le polarità del campo agrovoltaiico e la terra; tale funzione è realizzata mediante la misura della resistenza di isolamento. L'apparecchiatura è tarata per segnalare la perdita di isolamento quando la resistenza di isolamento. L'apparecchiatura è tarata per segnalare la perdita di isolamento quando la resistenza di isolamento tra la polarità +, o la polarità - e la terra scende al di sotto di 1 MOhm. Gli inverter risultano essere dotati di opportune protezioni per i cortocircuiti e di varistori in grado di proteggerli da pericolose sovratensioni indotte da fulminazioni dirette o indirette. Onde evitare l'accesso di personale non addetto, gli inverter saranno allocati all' interno di opportuni cabinati, al fine di preservare il corretto funzionamento nonché l'esercizio in totale sicurezza per cose e persone. Non sarà necessario l'utilizzo di un trasformatore di isolamento per garantire la separazione galvanica tra parte in corrente continua e corrente alternata poiché il trasformatore 0,6 kV/30 kV già svolge tale funzione. Di seguito si riportano i dati caratteristici di un

possibile trasformatore idoneo ad essere accoppiato elettricamente con l'inverter SUNGROW del tipo SG2500HV e SG3125HV.

Transformer

Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3593 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / 10 – 35 kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

Figura 21: Dati tecnici tipici di un trasformatore MT idoneo all'inverter SG3125HV.

Si riportano di seguito il diagramma circuitale della cabina inverter comprensiva di dimensioni, scelta per il campo fotovoltaico.

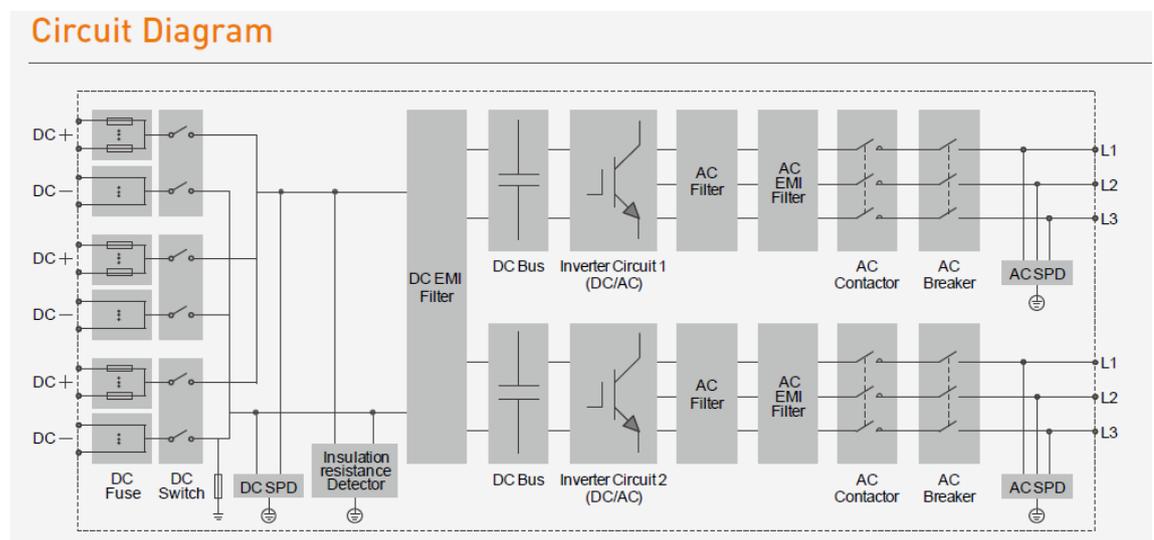
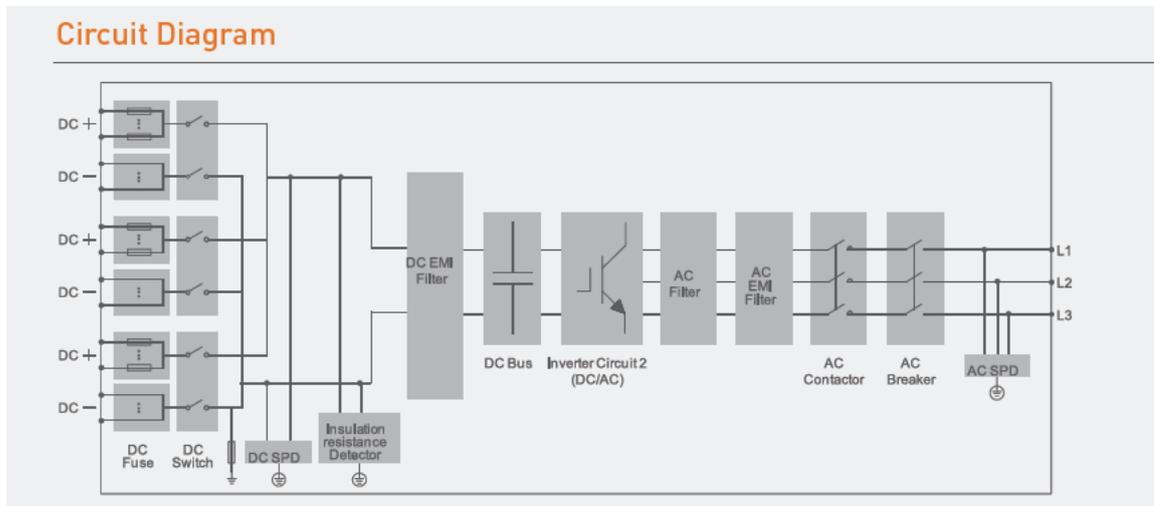


Figura 22: Diagramma circuitale dell'inverter SUNGROW mod. SG3125HV e mod. SG2500HV

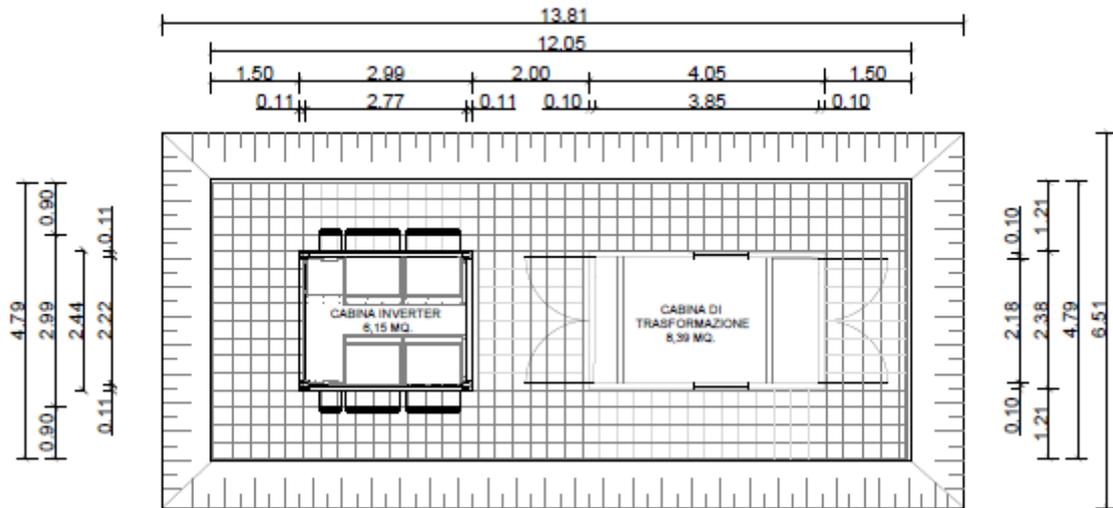


Figura 23: Schema dimensionale della cabina inverter SUNGROW mod. SG3125HV e mod. SG2500HV

4.4 Dimensionamento del cavidotto di trasmissione

L'energia prodotta dall'impianto agrovoltaiico è immessa nella stazione di trasformazione 30/150 kV mediante una coppia di terne di cavi tripolari avente tensione di esercizio di 30 kV e posati in apposite trincee, prevalentemente lungo la viabilità esistente ed in parte nei terreni di proprietà privata avente caratteristica di terreno agricolo. Il cavo sarà del tipo cordato ad elica, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PVC di sezione 300 mmq. Per maggiori dettagli sul dimensionamento si faccia riferimento al Capitolo 1 par. 1.4 dell'elaborato PFBR33-R-U01 contenuto nella TAV. 05 PIANO TECNICO OPERE DI UTENZA; si precisa che in quest' ultimo elaborato si fa riferimento anche ad altri impianti fotovoltaici che condividono il cavidotto di trasmissione per il collegamento alla RTN nazionale.

Nella tabella sottostante sono riportate le caratteristiche elettriche della rete MT, nella quale è possibile evincere la lunghezza del collegamento dalla cabina di consegna dell'impianto fotovoltaico al quadro MT della stazione di trasformazione 30/150 kV, la capacità di trasporto in corrente (in funzione del tipo di posa e del coefficiente termico del terreno), la sezione del cavo prevista, nonché le perdite calcolate alla potenza massima erogata dal PFV.

TRATTA			Lungh. (m)	Ic (A)	Sez. (mmq)	N. cavi trincea	ΔP (KW)
PFV	SE 30/150	Cavo 1	9100	256,9	300	6	180,18
PFV	SE 30/150	Cavo 2	9100	256,9	300	6	180,18
PFV	SE 30/150	Cavo 3	9100	256,9	300	6	180,18
TOTALI			27.300,00				540,54

Tabella 11: Tabella sintetica con le caratteristiche geometriche ed elettriche della linea di trasporto del cavo di trasporto dell'impianto fotovoltaico.

Inoltre, sono state calcolate le perdite nel rame e nel ferro dovute al trasformatore 30/150 kV della potenza da 40/50 MVA. Dette perdite in rapporto alla potenza di massima erogazione del PFV sono state valutate pari a circa 145 KW. Pertanto, le perdite totali risultano essere pari a circa 686 KW che rappresentano circa il 1,72% della potenza massima.

Le modalità di attraversamento o parallelismo con opere o servizi esistenti sul territorio secondo le norme CEI 11-17 sono rappresentati nella TAV. 05 PIANO TECNICO OPERE DI UTENZA, all'elaborato PFBR-D-G02 "Tipici Attraversamenti infrastrutture e servizi esistenti" mentre per il tracciato della linea, si faccia riferimento alla TAV. 05 PIANO TECNICO OPERE DI UTENZA, all'elaborati "PFBR33-D-U02 Corografia CTR -TAV.A ed PFBR33-D-U02 Corografia CTR -TAV.B".

4.5 Layout stazione di elevazione e smistamento Terna

L'energia elettrica prodotta sarà elevata alla tensione di 150 kV mediante un trasformatore della potenza di 40/50 MVA 30/150 kV (predisposti stalli per altri 2 trasformatori di potenza) collegato ad un sistema di sbarre con isolamento in aria, che, con un breve collegamento in cavo interrato a 150 kV, si conetterà alla nuova stazione di smistamento 150 kV distante circa 80 metri (vedi Elab. "PFR-D-G05 "Schema Collegamenti tra le stazioni e linee").

La stazione di smistamento 150 kV sarà quindi collegata alla sezione 150 kV della esistente stazione di trasformazione 380/150 kV di "Brindisi Pignicelle" mediante un cavo interrato a 150 kV della lunghezza di circa 610 m ed in modalità entra-esce alla esistente linea 150 kV "Villa Castelli-Brindisi città" con raccordi a 150 kV in cavi interrati; il raccordo lato Villa Castelli avrà una lunghezza di circa 290 metri mentre il raccordo lato Brindisi Città avrà una lunghezza di circa 580 metri. Detti cavi a 150 kV saranno posati parte in terreno agricolo e parte all'interno dell'area della stazione 380/150 kV di "Brindisi Pignicelle" di proprietà Terna.

Le stazioni di trasformazione 30/150 kV e di smistamento sono previste nel comune di Brindisi su di un'area individuata al N.C.T. di Brindisi nel foglio di mappa n°107, ed occuperanno parte della particella n° 596, di cui alla planimetria catastale PFBR-D-To4 classificata dal PRG del Comune di Brindisi come zona "E-Agricola".

Partendo dalla Strada provinciale SP43, per accedere alla Stazione Elettrica, è previsto di ampliare per circa 350 metri la strada non asfaltata interpodereale interessando le particelle 347, 346, 345, 38, 598 e 596 del foglio 107 e di realizzare un nuovo tratto asfaltato di circa 500 metri. Detta strada, riportata nella planimetria catastale PFBR-D-To4, sarà opportunamente raccordata alla strada provinciale ed avrà una larghezza di circa 6 metri.

La figura che segue riporta il layout della stazione di trasformazione 30/150 kV.

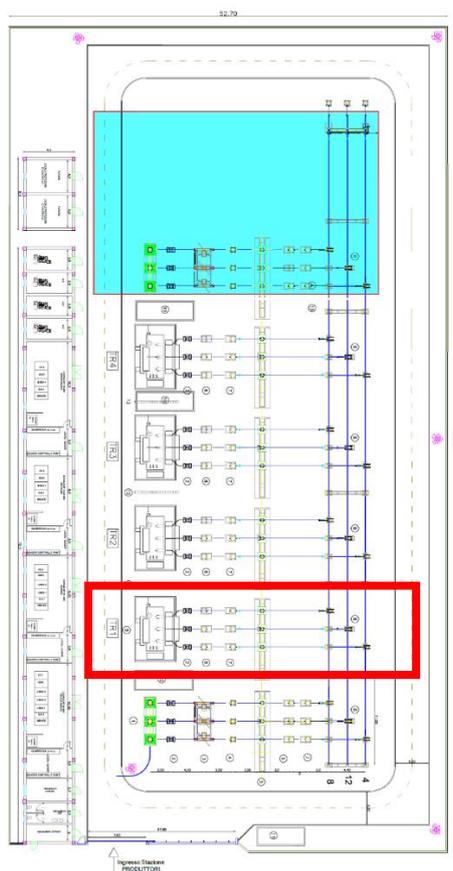


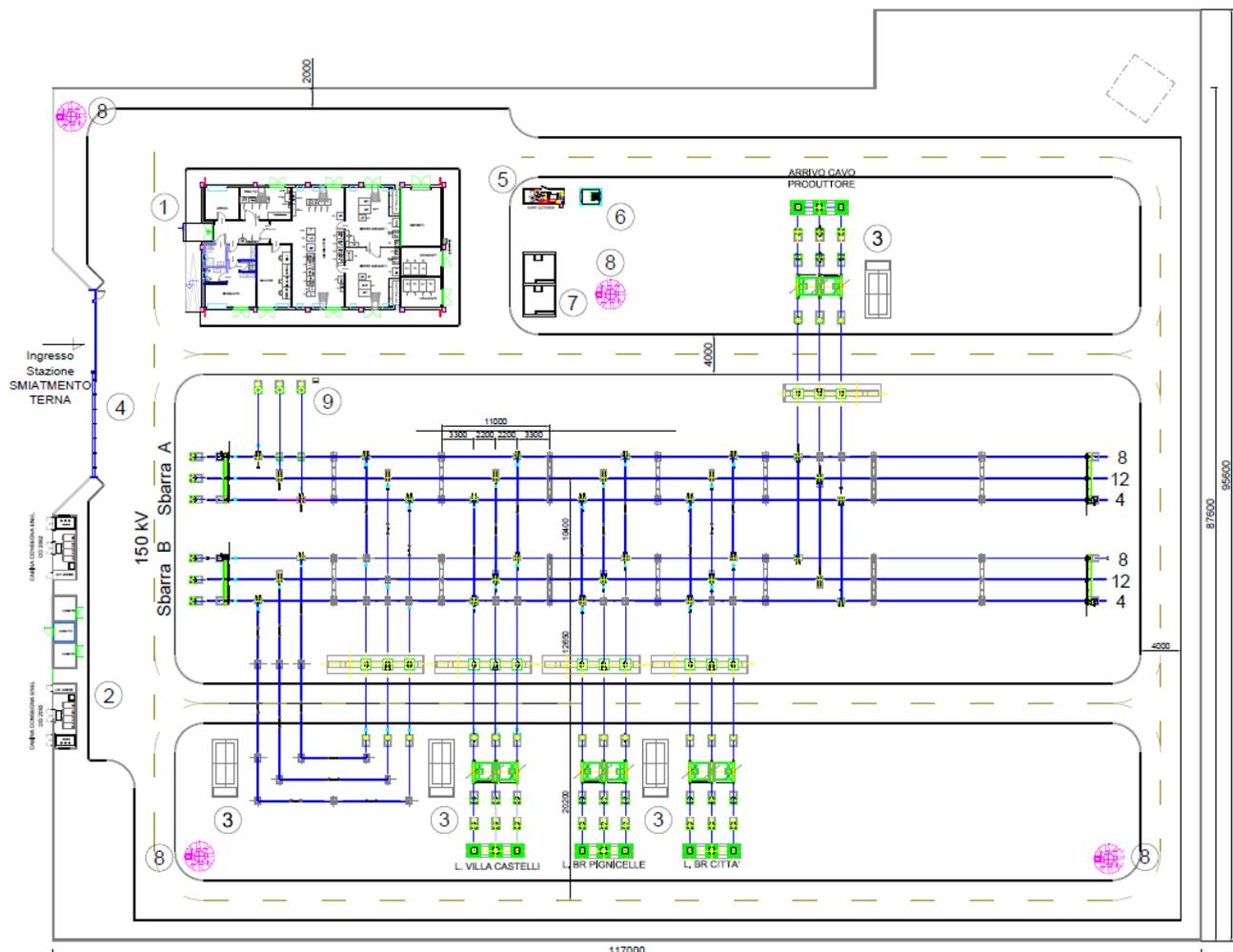
Figura 24: Layout definitivo della nuova stazione di trasformazione 30/150 kV.

La nuova Stazione Elettrica di smistamento 150 kV, di Brindisi (dis. PFBR-D-To7: "Layout Stazione smistamento 150 kV") sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria a doppio sistema di sbarre e congiuntore e nella massima estensione sarà costituita da:

- n° 1 sistema a doppia sbarra;
- n° 2 stalli linea in cavo per entra-esca della linea 150 kV "Villa Castelli-Brindisi Città";
- n.1 stallo linea in cavo per la linea 150 kV "Brindisi smistamento-Brindisi Pignicelle"
- n° 1 stallo linea di collegamento alla limitrofa stazione di utenza 30/150 kV per l'immissione della produzione di energia elettrica dei PFV
- n° 2 stalli per parallelo sbarre;
- n° 2 stalli disponibili per futuri ampliamenti.

Ogni "montante linea" (o "stallo linea") sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure.

I "montanti parallelo sbarre" saranno equipaggiati con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6 e TA per protezione e misure. Le linee 150 kV in cavo afferenti si attesteranno su terminali per cavi in XLPE. L'altezza massima delle altre parti d'impianto (sbarre di smistamento a 150 kV) sarà di 7,5 m.



	RELAZIONE TECNICA - ELETTRICA	53 di 61
---	-------------------------------	----------

Figura 26: Stato di fatto dell'area interessata dall'iniziativa e stato di progetto dell'iniziativa in valutazione

5. FASI DI CANTIERE

5.1 Costruzione

La costruzione dell'impianto verrà avviata solo a valle del rilascio dell'Autorizzazione Unica e una volta ultimata la progettazione esecutiva di dettaglio dell'intero progetto (che comprenderà il dimensionamento di tutti i sottosistemi previsti, nonché le modalità operative e le attività/lavorazioni adottate). In base al cronoprogramma preliminare elaborato, si stima una durata complessiva di installazione di dell'impianto pari a circa 6 mesi. Per i dettagli si rimanda al "*Cronoprogramma di costruzione*" presente in calce alla presente relazione.

5.2 Dismissione

In genere, la vita utile di un impianto fotovoltaico si aggira intorno ai 30 anni dall'entrata in esercizio. Dopo questi 30 anni, si valuterà lo stato di efficienza e le condizioni dell'impianto e rispetto a tali condizioni si deciderà se dismetterlo o meno.

Nel caso si dovesse procedere con la dismissione, tutta la componentistica verrà smantellata secondo le normative di settore e le aree verranno ripristinate, senza nessuna contaminazione o alterazione dei luoghi.

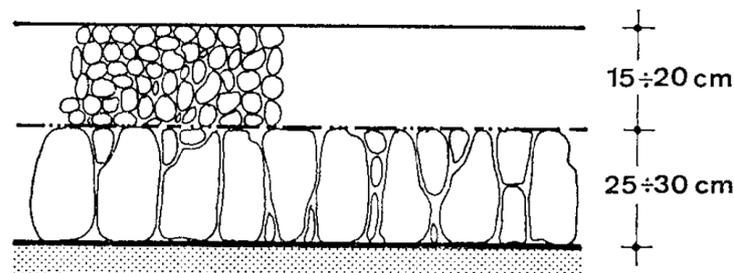
È stata stimata una durata complessiva delle operazioni di smantellamento pari a circa 28 settimane.

Si rimanda sia al "*Cronoprogramma di dismissione*" in allegato alla presente relazione per maggiori dettagli.

6. OPERE CIVILI

6.1 Viabilità, accessi e recinzione

Per quanto riguarda l'accessibilità al è prevista la realizzazione di una nuova viabilità, interna alla recinzione all'interno dell'area occupata dai pannelli, costituita da uno strato di sottofondo e uno strato superficiale in granulato stabilizzato, per una larghezza indicativa che varia dai 3 ai 6 m circa. Per minimizzare l'impatto sulla permeabilità delle superfici, tale viabilità è stata progettata per il solo collegamento fra gli accessi alle aree e i vari cabinati e al solo fine di raggiungere solo quelle sezioni d'impianto particolarmente distanti rispetto agli ingressi previsti. La tipologia di manto prevista per la viabilità è del tipo MacAdam, costituita da spezzato di pietra calcarea di cava, di varia granulometria, compattato e stabilizzato mediante bagnatura e spianato con un rullo compressore. Lo stabilizzato è posto su una fondazione, costituita da pietre più grosse e squadrate, per uno spessore di circa 25/30 cm. La varia granulometria dello spezzato di cava fa sì che i vuoti formati fra i componenti a granulometria più grossa vengano colmati da quelli a granulometria più fine per rendere il fondo più compatto e stabile.



Stratigrafia del sistema *MacAdam classico all'acqua*

Figura 27: Stratigrafia sez. tipo del manto di tipo MacAdam.

Si precisa, infine, che tale viabilità è stata pensata in rilevato al fine di garantire un accesso agevole ai cabinati anche in caso di intense precipitazioni. Per i dettagli si rimanda alla TAV_01-A LAYOUT e TAV_01-B LAYOUT.

A delimitazione delle aree di installazione è prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale costituita da rete metallica di colore verde, a pali infissi nel terreno di 3,8 mm e costituita da pannelli rigidi in rete elettrosaldata (di altezza pari a 2m). A reggere il sistema sono previsti dei montanti in acciaio di 48 mm di

diametro mentre tra il piano di appoggio e l'inizio della rete, è previsto uno spazio per permettere il passaggio della piccola fauna.

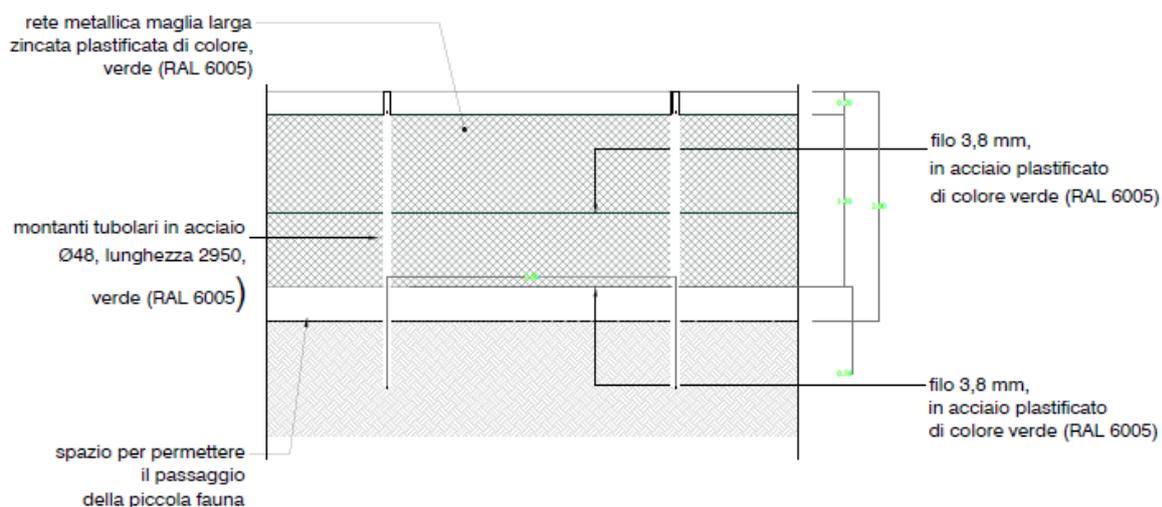


Figura 28: Dettaglio costruttivo della recinzione

Per i tipici di recinzione si rimanda al documento TAV_02_B_PARTICOLARI COSTRUTTIVI.

6.2 Cabina di consegna e locale deposito e manutenzione

Tra le opere civili in progetto, è prevista anche la costruzione di:

- nr. 1 cabina di consegna avente la dimensione di m 15,5 x 4,5 e una altezza di 2,6 m;
- nr. 1 locale tecnico per servizi ausiliari avente la dimensione di m 7 x 4,5 e una altezza di 2,6 m;
- nr. 1 cabina di manutenzione avente la dimensione di m 7,52 x 2,52 e una altezza di 2,69 m

Si precisa che la cabina di manutenzione prevederà all'interno dei locali in cui saranno alloggiati i quadri di controllo dell'impianto, uno spogliatoio e sezione di primo soccorso.

Nella figura che segue, il particolare della cabina di consegna e delle cabine di manutenzione.

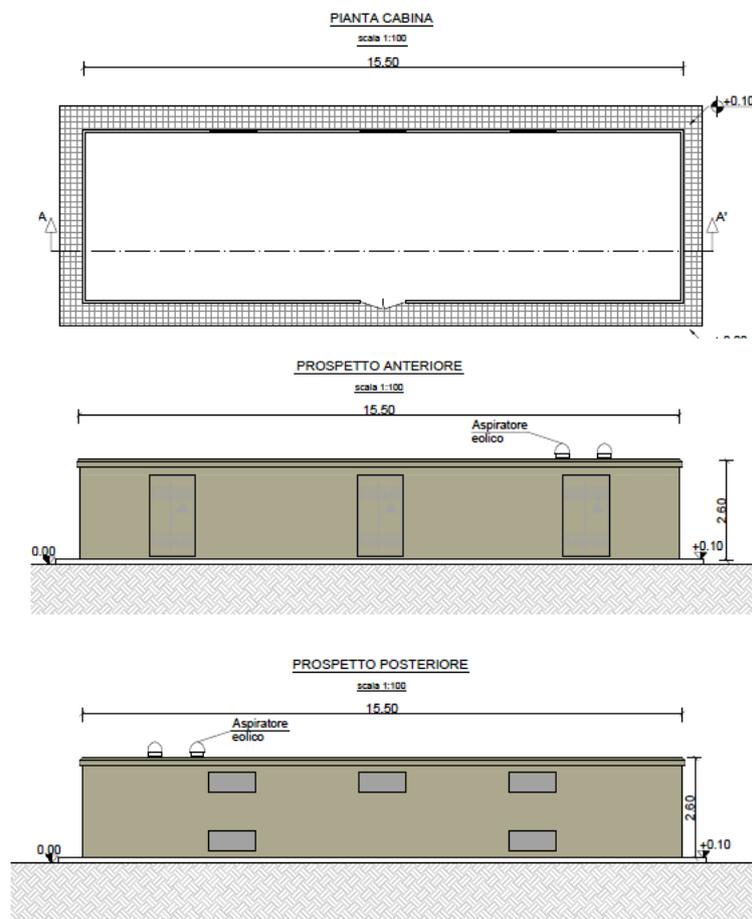


Figura 29: Particolare locale cabina di consegna

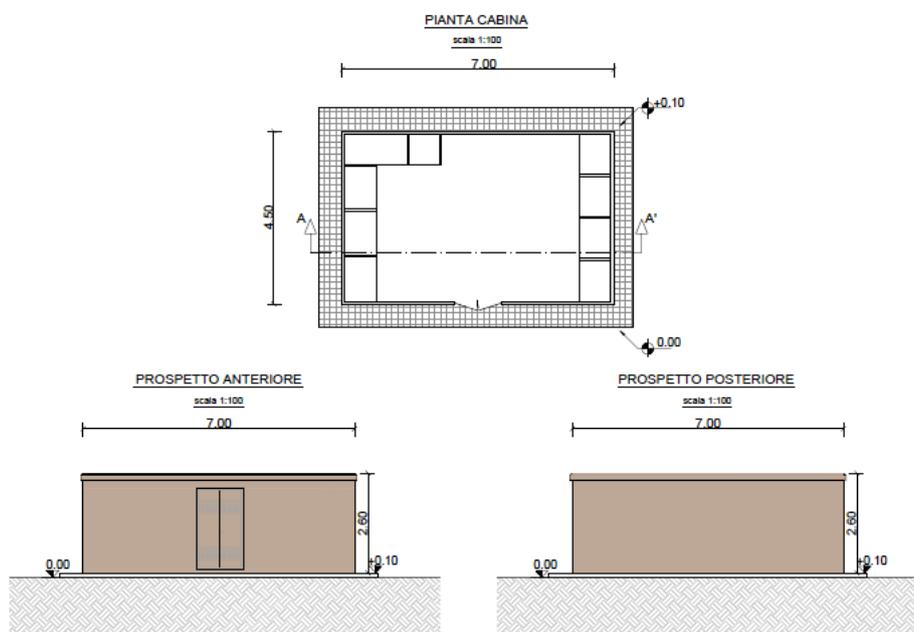


Figura 30: Particolare cabina ausiliari/STORAGE/controllo e manutenzione

6.3 Opere di drenaggio delle acque meteoriche

Per agevolare il deflusso delle acque meteoriche all'interno dell'area di impianto, saranno previste delle canaline di scolo delle acque di pioggia su un lato della viabilità interna all'impianto. Il deflusso delle acque seguirà la naturale pendenza del terreno come descritto nell'immagine sottostante.



Figura 31: Particolare in pianta della viabilità di impianto con la previsione delle canaline di scolo delle acque meteoriche. Le frecce indicano la direzione e il verso di deflusso delle acque di pioggia.

Per la costruzione degli Impianti si stimano scavi e movimentazione terra limitatamente alle seguenti attività:

- Scavi a sezione ristretta per i cavidotti delle linee di potenza in media tensione MT, per una stima di 3.010 metri circa di lunghezza lineare per 1,0 m di larghezza e profondità di circa 0,8 metri, per un totale di circa 2.408 mc;
- Fondazione delle cabine inverter e della cabina di consegna dell'impianto, per un volume complessivo stimato di circa 924,90 mc;

Il terreno movimentato per gli scavi e non utilizzato, verrà, ove possibile, riutilizzato; si precisa, pertanto che la quota parte di materiale non riutilizzato in sito verrà gestito in accordo alla normativa vigente (D.P.R. 120/17 e D.Lgs. 152/06) e con le prescrizioni fornite in sede di Autorizzazione Unica.

6.4 Scavi e movimento terra

Per la costruzione degli Impianti si stimano scavi e movimentazione terra limitatamente alle seguenti attività:

- Scavi a sezione ristretta per i cavidotti delle linee di potenza in media tensione MT/BT interni all'impianto per un totale di circa 3.784 m³ (che contemplano i 2.408 m³ già citati per gli scavi del solo cavidotto MT).
- Fondazione delle cabine inverter, della cabina di consegna, del locale tecnico per servizi ausiliari e cabina di manutenzione dell'impianto, per un volume complessivo stimato di circa 940,26 m³.

Il terreno movimentato per gli scavi e non utilizzato, verrà, ove possibile, riutilizzato; si precisa, pertanto che la quota parte di materiale non riutilizzato in sito verrà gestito in accordo alla normativa vigente (D.P.R. 120/17 e D.Lgs. 152/06) e con le prescrizioni fornite in sede di Valutazione di Impatto Ambientale.

7. GESTIONE DEI RIFIUTI

L'art. 184 del D.Lgs. 152/2006, definisce che i rifiuti sono classificati, secondo l'origine, in rifiuti urbani e rifiuti speciali e, secondo le caratteristiche di pericolosità, in rifiuti pericolosi e non pericolosi.

Sono rifiuti pericolosi, quelli che recano le caratteristiche di cui all'allegato I della Parte Quarta del TUA, tenendo in considerazione l'origine, la composizione e, se necessario, i valori limite di concentrazione delle sostanze pericolose contenute nei rifiuti.

La pericolosità di un rifiuto, quando non la si può determinare dalle schede di sicurezza dei prodotti che lo costituiscono, la si determina tramite analisi in laboratori con prove accreditate, secondo le norme tecniche di riferimento, volte a determinare l'eventuale superamento di valori di soglia individuati dalle Direttive sulla classificazione, l'etichettatura e l'imballaggio delle sostanze pericolose.

Una volta classificato il rifiuto, è necessario provvedere alla sua identificazione attraverso l'attribuzione di un codice a sei cifre, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato.

Difatti tutti i rifiuti devono essere codificati in base al vigente "Elenco Europeo dei Rifiuti - EER", riportato all'interno dell'Allegato D del D.Lgs. 152/2006, nonché all'interno dell'Elenco dei rifiuti istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE (entrato in vigore il 1° gennaio 2002, così come

modificato e integrato dalla Decisione 2001/118/CE, 2001/119/CE e 2001/573/CE)ed aggiornato alla decisione 2014/955/CE.

Con il D.Lgs. 116/2020, che recepisce la Direttiva Europea sui rifiuti UE 2018/851, è stato aggiornato l'elenco dei Codici CER, introducendo all'Allegato D della Parte Quarta del D.Lgs. 152/2006, introducendo alcuni nuovi codici.

Dunque, nell'ambito di riferimento del presente progetto, in base alla classificazione secondo l'origine, i rifiuti derivanti dalla dismissione di un impianto agrovoltaico rientrano tra quelli speciali:

- rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti pericolosi che derivano dalle attività di scavo;
- i macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti.

Il codice CER dei materiali costituenti un impianto agrovoltaico sono essenzialmente i seguenti:

Codice CER	Descrizione	Rifiuto corrispondente alla componente d'impianto FV
20 01 36	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso	inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici
17 01 01	Cemento	derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano apparecchiature elettriche
17 02 03	Plastica	derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaico
17 04 05	Ferro e acciaio	derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaico
17 04 11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17.04.01	derivante dalla rimozione dei collegamenti tra le cabine
17 05 08	Pietrisco	derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità

Tabella 12: Tabella sintetica dei rifiuti rinvenuti dallo smantellamento dell'impianto agrovoltaico.

In particolare, riguardo alla rottamazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), la Norma EN 50419 indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE, per cui tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma seguire l'iter dello smaltimento. Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili.

Lo Stato italiano dispone che si realizzi il trasporto dei RAEE presso gli impianti autorizzati indicati dai produttori di AEE professionali. All'art. 7 del decreto n. 65 del 2010 si rende noto che si applica il ritiro di RAEE professionali effettuato dai gestori dei centri di assistenza tecnica di AEE formalmente incaricati dai produttori di tali apparecchiature, provvedendo al ritiro nell'ambito dell'organizzazione di un sistema di raccolta di cui all'articolo 6, comma 3, del decreto legislativo n. 151 del 2005.

È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti).

I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo, quali il vetro (che ingiallisce), i fogli di EVA (acetato di vinile) e il Tedlar (film di polivinilcloruro). Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio e il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato.

Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

L'impianto agrovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.