

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA di LECCE  
COMUNE di GUAGNANO  
Località Marancio

*IMPIANTO AGRO-VOLTAICO a terra  
della POTENZA DI 20,124 MW in CESSIONE TOTALE*

VIA Nazionale  
AI SENSI DEL D.LGS. 152/2006

Id elaborato n°:  R.1	Titolo elaborato:  RELAZIONE TECNICO-ILLUSTRATIVA	
Scala:  n.a.	Formato stampa:  A4	Codice identificativo elaborato:

Committente:

**SOLARPOWER S.r.l.**

P.IVA e C.F. 02596500211

Sede Legale: Via JULIUS DURST,6 - 39042 Bressanone (BZ)

Amministratore Unico: Psailer Eugen  
nato a Bressanone (BZ) il 09/01/1972  
C.F. PSR GNE 72A09 B160E

Progettista:

**Pvk Srl**

Via E. Estrafallaces, 16 - 73100 Lecce (LE)

P.IVA 04347200752

Tel +39 0832 1810128

PEC: [pvk@pec.it](mailto:pvk@pec.it)



**Ing. Igor Fonseca**

Via E. Estrafallaces 6, 73100 Lecce

Iscr. Ordine Ingg. Prov. di Lecce n° 2783

Cell: 328.3603509

e-mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)



Tecnico esterno:

DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
maggio 2022	VIA Nazionale-Prima emissione	PVK	I.Fonseca	Solarpower

**INDICE**

1	DATI GENERALI	3
2	PREMESSA	4
2.1	VALENZA DELL'INIZIATIVA	4
2.2	ATTENZIONE PER L'AMBIENTE	4
3	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	6
3.1	FINALITÀ DELL'INTERVENTO	6
3.2	DESCRIZIONE GENERALE DELL'OPERA	7
3.3	PRINCIPALI SCELTE PROGETTUALI	8
4	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	1
4.1	PRINCIPALI NORME COMUNITARIE	1
4.2	PRINCIPALI NORME NAZIONALI	1
4.3	LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI	2
4.4	ITER AUTORIZZATIVO PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI	3
5	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO	5
6	SITO DI INSTALLAZIONE	9
6.1	DISPONIBILITÀ DI SPAZI SUI QUALI INSTALLARE L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
6.2	FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI	9
7	IMPIANTO FV - DIMENSIONAMENTO	12
7.1	CRITERIO GENERALE DI PROGETTO	12
7.2	PROCEDURA DI CALCOLO E CRITERI GENERALI DI PROGETTO	12
7.3	VALUTAZIONE DELLE PERDITE PERCENTUALI	13
7.4	VALUTAZIONE DELLA ENERGIA PRODOTTA ATTESA	15
7.5	COEFFICIENTE EROEI	15
8	IMPIANTO FV - CARATTERISTICHE GENERALI	17
8.1	CARATTERISTICHE GENERALI	17
8.2	ARCHITETTURA ELETTRICA DELL'IMPIANTO	18
9	IMPIANTO FV - PRINCIPALI COMPONENTI	19
9.1	DIAGRAMMA DI IMPIANTO	19
9.2	MODULI FOTOVOLTAICI	20
9.3	STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI - TRACKER	22
9.4	INVERTER	23
9.5	TRASFORMATORE BT/MT	25
9.6	CABINE ELETTRICHE	26
9.7	QUADRO MT	30
9.8	TRINCEE E CAVIDOTTI	30
9.9	RECINZIONE E CANCELLO D'INGRESSO	31
9.10	STRADE E PISTE DI CANTIERE	31
9.11	SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA E DI ILLUMINAZIONE	32
9.12	REGIMAZIONE IDRAULICA	33
10	CRONOPROGRAMMA ESECUTIVO	34
10.1	PROGETTAZIONE ESECUTIVA	34
10.2	CONSTRUZIONE DELL'IMPIANTO	35
10.3	RIPRISTINI ALLA CHIUSURA DEL CANTIERE	37
10.4	COMMISSIONING	37
11	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	38

## 1 DATI GENERALI

- **Id Impianto:** PV5 Campi - Guagnano
  
- **Ubicazione impianto**  
Regione REGIONE PUGLIA - ITALIA  
Provincia LECCE  
Comune Guagnano (LE)  
Località Località MARANCIO
  
- **Numero punti di Conessione: 3** (sottoimpianti: UNO, DUE e TRE)
  
- **Committente / Titolare dei Punti di Conessione:**  
Ragione Sociale SOLAR POWER S.r.l.  
Sede legale Via Julius Durst 6  
39042 Bressanone (BZ)  
Cod. Fiscale / P.IVA: 02596500211  
Amministratore Unico: PSAIER Eugen  
Luogo e data di nascita: Bressanone (BZ), il 09 gennaio 1972  
Domicilio Via S. Cassiano 3  
39042 Bressanone (BZ)
  
- **Tecnico progettista**  
Nome Cognome Igor FONSECA  
Qualifica Ingegnere  
Codice Fiscale FNSGRI77P21D883W  
  
Indirizzo Via E.Estrafallaces, civ.6  
Comune 73100 LECCE (LE)  
Telefono 328- 3603509  
E-mail [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)  
Pec [pvk@pec.it](mailto:pvk@pec.it)

## 2 PREMESSA

### 2.1 VALENZA DELL'INIZIATIVA

Con la realizzazione dell'impianto **AGRO-VOLTAICO**, denominato **PV5 Campi-Guagnano**, si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la comunità locale, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dalla possibilità di coniugare:

- ✓ la compatibilità ambientale con esigenze di tipo paesaggistico e di sviluppo tecnologico;
- ✓ nessun inquinamento acustico;
- ✓ un risparmio di combustibile fossile;
- ✓ una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti con un impatto sul territorio completamente reversibile.

Il generatore fotovoltaico della potenza complessiva di 20,124 MW sarà costituito da n°3 sottoimpianti identificati come segue:

#### 1. Sottoimpianto UNO

- ✓ Potenza generatore 7,982 MW
- ✓ Potenza in immissione ENEL 5,90 MW

#### 2. Sottoimpianto DUE

- ✓ Potenza generatore 7,982 MW
- ✓ Potenza in immissione richiesta 5,90 MW

#### 3. Sottoimpianto TRE

- ✓ Potenza generatore 4,160 MW
- ✓ Potenza in immissione richiesta 3,00 MW

### 2.2 ATTENZIONE PER L'AMBIENTE

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. L'energia stimata come produzione del primo anno è pari a **32.198 MWh circa**, mentre la perdita di efficienza annuale è stimata pari allo 0,55 %. Le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a **30 anni**.

L'energia solare è una risorsa non inquinante di cui si dispone in misura abbondante per far fronte alle esigenze di sviluppo economico, pur non potendo essere l'unica risposta al problema energetico mondiale.

Parlando di energie rinnovabili si usa evidenziare il risparmio che un impianto di produzione di energia elettrica rende possibile in termini di **mancata emissione di CO2 in atmosfera e di petrolio che non viene bruciato** per produrre la medesima quantità di energia elettrica tramite i combustibili fossili.

La quantità di CO2 risparmiata viene indicata in Kg (come si fa per evidenziare

le emissioni in ambito automobilistico), mentre per quanto riguarda il petrolio si usa indicare il risparmio in **TEP**, ovvero in **Tonnellate di Petrolio Equivalente**.

Per il calcolo del petrolio non consumato viene usato il **fattore di conversione** energetico da **MWh (elettrico) a TEP**. Un TEP (tonnellata di petrolio equivalente) è definito come la quantità di energia che si libera dalla combustione di una tonnellata di petrolio, ovvero **0,187 TEP per ogni MWh** prodotto (*Delibera EEN 3/08 art.2*).

Per quanto riguarda la mancata emissione di CO<sub>2</sub>, bisogna considerare in che modo viene prodotta l'energia in Italia, ovvero il cosiddetto "mix energetico nazionale", il quale rappresenta le quote di produzione di energia per le varie tecnologie impiegate.

Per il nostro Paese il **fattore di conversione è pari a 0,531 tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse per ogni MWh prodotto** (Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare).

Quindi considerando che 1 kWh equivale a 0,187 x 10<sup>-3</sup> TEP ed ipotizzando una vita utile di circa 30 anni, l'impianto in progetto consentirebbe di ottenere i seguenti risultati in termini di risparmio di emissioni di inquinanti:

Potenza installata (kWp)	20.124,00
Produzione specifica attesa primo anno (kWh/kWp)	1.600
Produzione totale primo anno (kWh)	32.198.400
Riduzione lineare della produttività dell'impianto (%)	0,55
Produzione al 30-esimo anno (kWh)	26.145.101

Risparmio di combustibile in TEP	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP medie risparmiate in un anno [TEP]	<u>5.457</u>
TEP risparmiate in 30 anni [TEP]	<u>163.696</u>

**Tabella 1:** Risparmio di Combustibile impianto

Fonte dati: *Delibera EEN 3/08, art.2*

Inoltre, l'impianto agro-fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	462,00	0,54	0,49	0,02
Emissioni risparmiate al primo anno [ton]	14875,66	17,39	15,78	0,77
Emissioni risparmiate dopo 30 anni [ton]	404.424,59	472,70	428,94	21,01

**Tabella 2** Emissioni evitate in atmosfera

Fonte dati: *Rapporto ambientale ENEL 2008*

### 3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

#### 3.1 FINALITÀ DELL'INTERVENTO

La presente relazione, finalizzata alla Verifica di Assoggettabilità a VIA, si propone di fornire un'analisi sugli effetti ambientali riguardanti il progetto di un impianto agro-fotovoltaico, ad inseguimento monoassiale, combinato con l'attività di coltivazione agricola da realizzarsi nel comune di **Campi Guagnano (LE)**, al fine di fornire alla autorità competente gli strumenti per poter prendere una decisione tecnica sulla fattibilità dell'intervento.

L'obiettivo del progetto è la realizzazione di un **impianto agro-fotovoltaico** di potenza nominale complessiva pari a **20,124 MWp** in cessione totale, unitamente a tutte le opere di connessione alla *Rete di Trasmissione Nazionale*, nonché delle opere accessorie (strade, recinzioni, cabine elettriche) all'interno delle aree in cui è realizzato l'impianto.

L'impianto, costituito complessivamente da **40.248** pannelli fotovoltaici da **500 Wp** ciascuno, occuperà una superficie di progetto complessiva approssimativa, incluse le opere accessorie e viabilità, di circa **25,895 ha**.

L'impianto sarà costituito da tre sottoimpianti: il sottoimpianto **"UNO"** con potenza nominale pari a **7,982 MW**, il sottoimpianto **"DUE"** con potenza nominale pari a **7,982 MW** e il sottoimpianto **"TRE"** con potenza nominale pari a **4,160 MW**.

La consapevolezza in merito all'importanza delle radici territoriali, della riqualificazione territoriale, anche da un punto di vista concettuale della produzione agricola unita alla produzione di energia pulita, ha spinto la Società Agricola "Solar Power" a presentarsi come promotrice di un coraggioso rinnovamento, soprattutto culturale all'interno del mondo dell'agricoltura, guardando al futuro con orizzonti più ampi, e con la convinzione che per il mondo agricolo il fotovoltaico possa essere tra le opportunità di rilancio, sempre che si realizzino impianti con una totale commistione/connessione tra la produzione energetica e quella agro-zootecnica.

La Società proponente ha ritenuto opportuno proporre un progetto innovativo che consenta di coniugare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con l'attività di coltivazione agricola, perseguendo così due obiettivi prioritari: **il contenimento del consumo del suolo e la tutela del paesaggio**.

Pertanto, la soluzione progettuale è stata perseguita nell'ottica di cercare di riqualificare le aree da un punto di vista agronomico e di produttività dei suoli, sviluppando una soluzione progettuale in linea con gli obiettivi sopra richiamati. Anche per questo motivo la **Società ha scelto di adottare la soluzione tecnologica con tracker a inseguimento monoassiale, in quanto permette di mantenere una distanza significativa tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici, consentendo la coltivazione tra le strutture di colture orticole**.

Si prevede inoltre una fascia arborea perimetrale, costituita da piante di ulivo reimpiantate. In data 01.02.2021 è stata protocollata presso gli uffici degli enti competenti l'istanza per lo svellimento ed il reimpianto di un oliveto.

Peraltro, l'ombra generata dai pannelli fotovoltaici non solo protegge le piante durante le ore più calde ma permette un consumo di acqua più efficiente. Infatti, le piante esposte direttamente al sole richiedono un utilizzo di acqua maggiore e

più frequente rispetto alle piante che si trovano all'ombra dei pannelli, le quali, essendo meno "stressate", richiedono un fabbisogno di acqua inferiore.

L'ombra prodotta dai pannelli solari sul terreno aumenta la fioritura sotto i pannelli, rende scalari i tempi di fioritura e moltiplica le condizioni favorevoli agli impollinatori, in primo luogo le api: tutti risultati che potrebbero aiutare la comunità agricola e apportare un enorme beneficio all'ecosistema circostante.

È il risultato di uno studio dell'Oregon State University, il primo non sulla produzione di energia dei pannelli solari ma su quel che succede sotto di loro. E la pubblicazione è arrivata proprio mentre alcuni Stati americani - come Minnesota, North Carolina, Maryland, Vermont e Virginia - hanno sviluppato linee guida e incentivi per promuovere sia l'installazione dei pannelli sia le colture incentrate sull'impollinazione naturale e quindi sulla protezione degli impollinatori.

*"Gli insetti impollinatori aiutano nella riproduzione del 75% delle specie di piante da fiore e del 35% delle specie coltivate a livello globale. Il fatto è che questa cosa, un tempo del tutto naturale, adesso invece è diventata un servizio a pagamento perché gli insetti scarseggiano in modo sempre più drammatico: negli Stati Uniti i servizi di impollinazione per l'agricoltura sono valutati 14 miliardi di dollari all'anno."*

Il progetto prevede l'installazione di arnie localizzate in maniera uniforme sull'intera superficie al fine di tradurre in risultati economico-ambientali quanto prima enunciato.

Per la trattazione completa e di dettaglio degli aspetti agronomici, ambientali e paesaggistici si rimanda agli elaborati "specialistici" redatti dal Dott. Agronomo Francesco Tarantino.

### 3.2 DESCRIZIONE GENERALE DELL'OPERA

I principali componenti dell'impianto sono:

- **il generatore fotovoltaico** ovvero i **moduli fotovoltaici** che saranno installati su strutture di sostegno in acciaio zincato a caldo, in grado di far ruotare i pannelli lungo un singolo asse (**inseguitori solari**) con relativi motori elettrici, ancorate al suolo tramite pali in acciaio direttamente infissi nel terreno senza impiego di fondazioni in calcestruzzo;
- le **linee elettriche** interrate di bassa tensione **in c.c.** dai moduli, suddivise da un punto di vista elettrico in stringhe, che afferiscono agli inverter;
- gli **inverter**, opportunamente distribuiti per ridurre le perdite dell'impianto fotovoltaico ed efficientare la produzione energetica;
- le **linee elettriche** interrate in bassa tensione **in c.a.** dagli inverter di campo alla Cabina di Consegna;
- le **Cabine di Campo** ove saranno installate le apparecchiature elettriche di conversione, trasformazione, sezionamento e le relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT
- una **linea elettrica MT interrata** per il trasporto dell'energia prodotta alla rete nazionale; nonché dalle opere annesse per il collegamento.

- la **Cabina di Consegna**, con apparecchiature di protezione MT delle linee pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica MT in arrivo dall'impianto fotovoltaico ed in partenza da questo;
- una **linea elettrica MT (aerea ed interrata)** per il trasporto dell'energia prodotta dai campi fotovoltaici alla rete nazionale; nonché dalle opere annesse per il collegamento.

L'energia elettrica in corrente continua prodotta dai generatori fotovoltaici viene prima convertita in corrente alternata a 600 V dagli Inverter e poi elevata a 20 kV da trasformatori all'interno delle Cabine di Campo; quindi, dopo essere stata raccolta nella Cabina di Consegna viene immessa nella rete nazionale, attraverso la realizzazione delle opere di rete annesse.

In particolare:

- la futura **Cabina Primaria "Cellino"** a cui afferisce la linea elettrica in MT (aerea e interrata) dell'impianto in progetto, all'interno della quale avviene l'elevazione della tensione 20/150 kV;
- l'**elettrodotto AT** a 150 kV di collegamento per l'interconnessione della cabina primaria alla SE;
- la **SE** a 150/380 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV della RTN "BRINDISI SUD - GALATINA"

**Le opere per la connessione dell'impianto FV interessano il territorio comunale di Guagnano (LE), San Donaci (BR) e Cellino San Marco (BR).**

Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione del parco fotovoltaico propriamente detto, sono le **strade interne all'impianto**, consistenti in strade realizzate in terra battuta, **la recinzione** che delimita e protegge le aree dell'impianto, i **cancelli di accesso**.

### 3.3 PRINCIPALI SCELTE PROGETTUALI

I criteri seguiti per la scelta delle aree di intervento sono stati i seguenti:

- l'area si presenta pressoché pianeggiante e quindi facilita l'installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- le aree sono sufficientemente distanti da centri abitati;
- le aree non presentano particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (in particolare trasformatori e cabine elettriche prefabbricate).

L'utilizzo di inseguitori monoassiali permette di:

- sfruttare al meglio la risorsa "terreno" con notevole potenza installata in rapporto alla superficie (**circa 0,8 MWp per ettaro**);
- sfruttare al meglio la risorsa "sole", poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione del 12% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;
- contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali.



Inoltre, la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di back-tracking ha permesso di ridurre l'interasse tra le file. Tale controllo permette infatti di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio).

È prevista, infine, l'installazione di moduli fotovoltaici di ultima generazione con potenza nominale unitaria pari a **500 Wp**, e con superficie di **2,19 x 1,10 m**.

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di circa **30 anni**.

A fine vita utile si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area.

Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettati e realizzati in conformità a leggi e normative vigenti.



Quadro di unione area di impianto ed opere di connessione su Ortofoto

- Ing. Igor FONSECA -  
Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)

---

## 4 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

### 4.1 PRINCIPALI NORME COMUNITARIE

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio**, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio**, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.

### 4.2 PRINCIPALI NORME NAZIONALI

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R.12 aprile 1996**. Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98**. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79**. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387**. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/2007) TU ambientale
- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)**
- approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- **SEN novembre 2017**. Strategia Energetica Nazionale - documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.
- **Indirizzi operativi MinAmbiente 6 settembre 2019**
- Indirizzi operativi per l'applicazione dell'articolo 27 bis del Dlgs 152/2006 in materia di Provvedimento autorizzatorio unico regionale (Paur)
- **Indirizzi operativi MinAmbiente 6 settembre 2019**. Indirizzi operativi per l'applicazione dell'articolo 27 bis del Dlgs 152/2006 in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR)

---

- Ing. Igor FONSECA -

Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)



---

### 4.3 LEGISLAZIONE REGIONALE E NORMATIVA TECNICA, PRINCIPALI RIFERIMENTI

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- **Legge regionale n.31 del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR - Puglia Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia;**
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- **Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25 -** Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e s.m.i (DD 162/204, RR24/2012);
- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29 -** Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38-** Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da ENEL Dis., con particolare riferimento alla Norma CEI 0 16, "**Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica**".

---

- Ing. Igor FONSECA -

Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)

---

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- il **Piano Energetico Regionale (PER)**
- **Carta Idro geomorfologica** Regione Puglia redatta da AdB
- il **Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)**
- **Aree Protette** Regionali e Nazionali
- il Piano Regionale della Viabilità
- il Piano Regolatore Generale Comunale (P.R.G.C.) vigente nel territorio comunale di **Guagnano**
- il **Piano Comunale di Classificazione Acustica (PCCA)** (ove vigente)

#### **4.4 ITER AUTORIZZATIVO PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI**

L'ottenimento dell'autorizzazione di installazione di un impianto agro-fotovoltaico rappresenta uno degli elementi che maggiormente incide sulla tempistica legata all'entrata in esercizio di un impianto.

A livello nazionale, **l'ex articolo 12 del Decreto Legislativo 387/2003** il cui scopo è la razionalizzazione e semplificazione della procedura autorizzativa per le opere di realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, stabilisce che:

*"3. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dello sviluppo economico, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storicoartistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. A tal fine la Conferenza dei servizi è convocata dalla regione o dal Ministero dello sviluppo economico entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione. [...]*

*4. L'autorizzazione [...] è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto".*

In sostanza, la procedura autorizzativa è costituita dalle seguenti fasi:

- il produttore presenta la domanda di autorizzazione all'ente pubblico competente (Regione);
- in questo caso, essendo necessaria una Conferenza dei Servizi, entro 15 giorni dalla data in cui il produttore presenta domanda, il responsabile del dipartimento Servizi ed Energia della Regione inoltra a tutti gli Enti

---

- Ing. Igor FONSECA -

Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)

---

interessati la documentazione ricevuta;

- l'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate. Il termine massimo per la conclusione del procedimento non può essere superiore a 90 giorni.

Il **D.lgs. 30 giugno 2016, n. 127**, entrato in vigore il 28 luglio, attua la delega contenuta nell'art. 2 della legge 7 agosto 2015, n. 124, "Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche", relativo al riordino della disciplina della conferenza di servizi.

Il **Titolo I** del decreto opera una completa riformulazione della disciplina generale della conferenza di servizi (articoli da 14 a 14-quinquies della Legge 7 agosto 1990, n. 241).

Il **Titolo II** contiene, invece, le disposizioni di coordinamento fra tale disciplina generale e le varie normative settoriali che regolano lo svolgimento della conferenza di servizi. L'intento è ridurre quanto più possibile le differenziazioni oggi esistenti tra il modello di conferenza tracciato nella disciplina generale e quello definito in alcune discipline di settore (edilizia, sportello unico per le attività produttive, autorizzazione unica ambientale, codice dell'ambiente, autorizzazione paesaggistica).

I contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica sono stabiliti dalla **L.R. 19/2012**.

**Il rilascio dell'autorizzazione unica costituisce titolo a costruire ed esercitare l'impianto in conformità al progetto approvato.**

Una volta ottenuta l'autorizzazione unica, sono fissati i termini entro cui i lavori devono essere iniziati e terminati.

A seguito del rilascio delle varie autorizzazioni e pareri necessari, la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico dovrebbe comportare dei tempi variabili da **6 a 8 mesi**, determinati quasi esclusivamente dalla realizzazione delle strutture portanti, dei cavidotti interrati e dalla cabina di trasformazione, raggiungendo altresì lo scopo di arrecare il minimo impatto ambientale.

---

- Ing. Igor FONSECA -

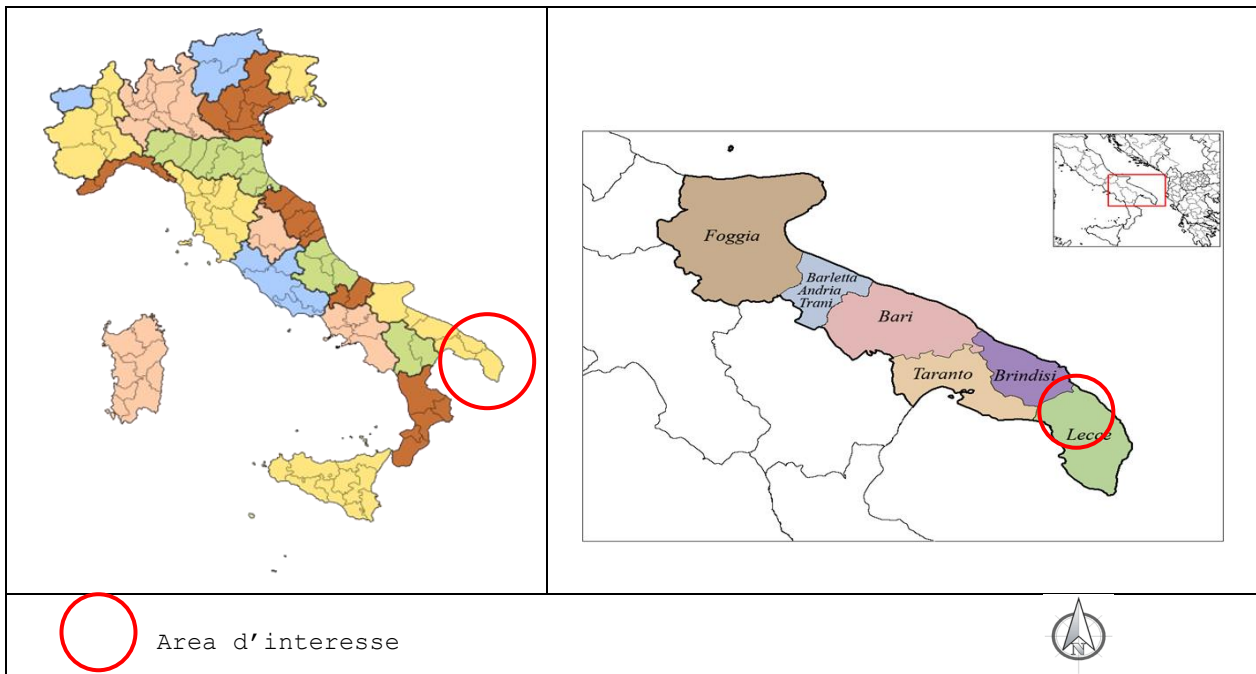
Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)

## 5 PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

Il lotto di terreno in esame ha un'estensione totale di circa **25 Ha 89 are 51 ca** ricadente interamente nella **Regione Puglia (PUG)**, **Provincia di Lecce** e nel territorio comunale di **Guagnano**.

**L'area ricade a sud-ovest dell'abitato di San Donaci, in prossimità della zona Industriale dello stesso comune e a Nord-Ovest dell'abitato di Campi Salentina.**

Per ulteriori dettagli relativi all'inquadramento dell'area d'interesse si rimanda agli specifici elaborati grafici allegati al presente.



<b>REGIONE</b>	PUGLIA (PUG) - ITALIA
<b>PROVINCIA</b>	LECCE (LE)
<b>COMUNE</b>	Guagnano
<b>INDIRIZZO</b>	Loc. Marancio

COORDINATE GEOGRAFICHE (centro dell'area)	
<b>Latitudine</b>	40° 27' 1.69" N
<b>Longitudine</b>	17° 57' 4.84" E
<b>Altitudine</b>	48 mt s.l.m.

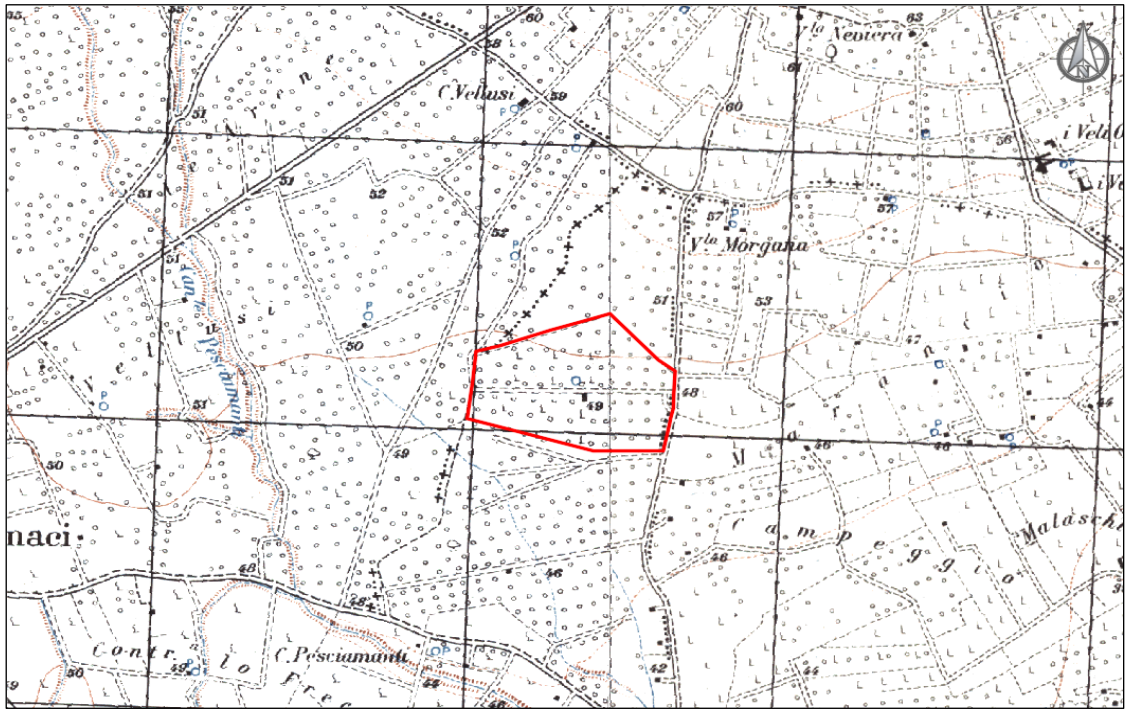
**Tabella 3 - Area d'intervento - Inquadramento geografico**

Il lotto d'intervento ha un'area complessiva di **258.951 mq** ricadenti nel territorio comunale di **Guagnano**.

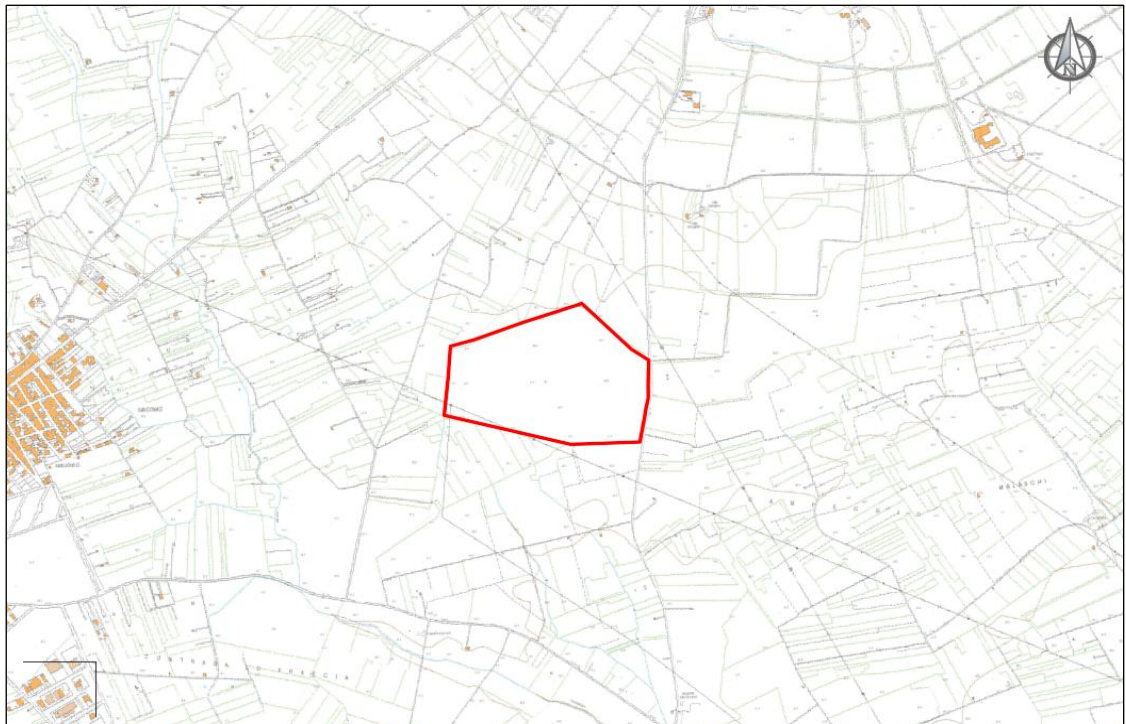
La soluzione tecnica proposta da ENEL per l'allaccio alla rete di Distribuzione prevede la realizzazione di una nuova cabina primaria **(CP) 150/20 kV** che verrà collegata in antenna su una futura SE RTN a 380/150kV da inserire in entra-esce alla linea **380kV** della **RTN "BRINDISI SUD - GALATINA"**.

- Ing. Igor FONSECA -

Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)



**Figura 1:** Inquadramento su IGM  
(area d'ingombro impianto FV)



**Figura 2:** Inquadramento su CTR  
(area d'ingombro impianto FV)





**Figura 3** Inquadramento su Ortofoto satellitare.  
*Area interessata individuata con confine rosso - Fonte: Google Earth*





Quadro di unione area di impianto ed opere di connessione su Ortofoto

- Ing. Igor FONSECA -  
Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)

## 6 SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- ✓ disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- ✓ disponibilità della fonte solare;
- ✓ fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

### 6.1 DISPONIBILITÀ DI SPAZI SUI QUALI INSTALLARE L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il lotto d'intervento ha un'area complessiva di **258.951 mq** ricadenti nel territorio comunale di **Guagnano**.

L'area è censita al:

- **Foglio 1** mappale **15,83 e 84** del N.C.T. del Comune di **Guagnano**;

Le aree sono pressoché pianeggianti ed hanno altezza sul livello del mare di circa **48 m**.

In considerazione delle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni di sedime come esposte nella relazione, si ritiene l'area idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto.

L'installazione dei pannelli fotovoltaici in situ creerà delle modificazioni modeste al suolo, al territorio e al paesaggio ma non sarà causa di alterazioni degli equilibri a per la flora e la fauna.

TITOLO Disponibilità delle aree delle opere di connessione

- Relativamente alle particelle interessate dalle opere di connessione in MT, si rimanda allo specifico elaborato "Piano Particellare"
- Relativamente alle opere AT, con CP e SSE si rimanda alla relazione disponibilità delle aree

### 6.2 FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI

- Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**. Di seguito il diagramma solare per il sito oggetto d'intervento:



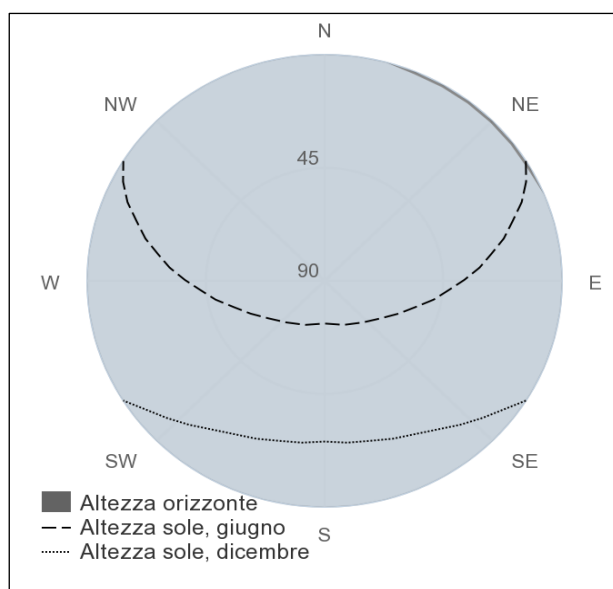


Figura 4 Grafico dell'orizzonte - PVGIS 2021 ©

### > Disponibilità della fonte solare

La disponibilità della fonte solare ed i parametri meteorologici per il sito di installazione sono stati stimati utilizzando i dati forniti dal database PVGIS-SARAH relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare.

Per il sito oggetto dell'intervento, avente **LATITUDINE 40°27'1.69"N, LONGITUDINE 17°57'4.84"E** ed **ELEVAZIONE 48 mt s.l.m.**, i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sono stimati sono pari a:

### Monthly solar irradiation estimates

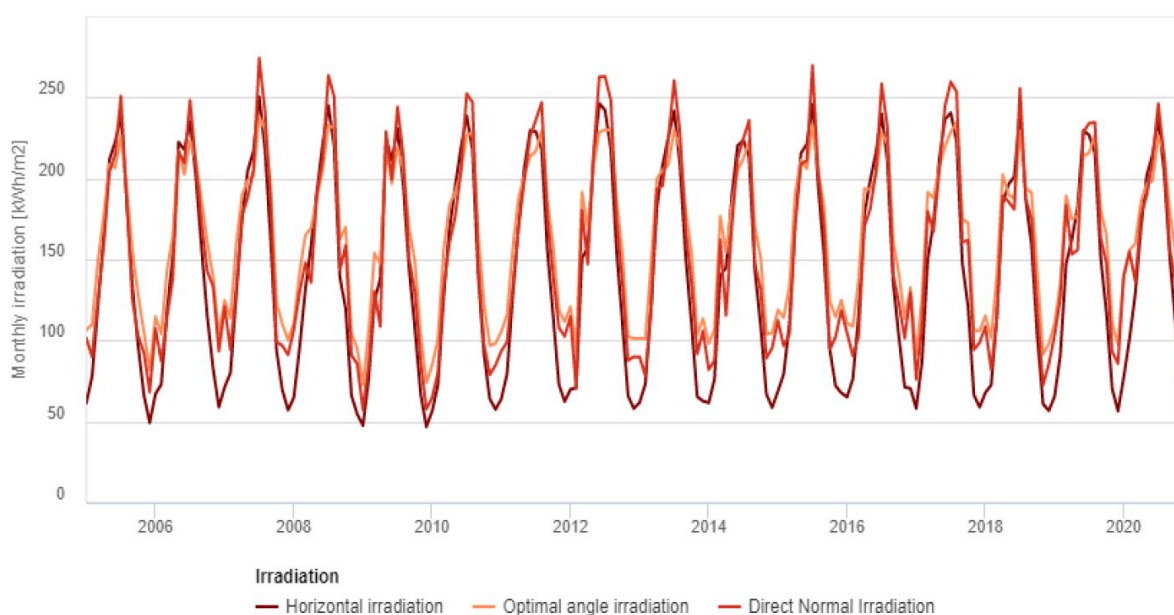


Tabella 4 Irraggiamento mensile [kWh/mq]

Global horizontal irradiation																
Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	61.45	67.07	71.22	64.68	47.56	56.37	63.83	69.79	61.69	61.52	66.66	65.1	58.04	67.85	65.38	77.26
February	77.85	72.82	79.96	95.42	76.52	72.32	79.45	70.86	73.19	76.21	79.25	76.28	86.99	72.46	90.96	100.86
March	120.49	118.4	127.1	131.32	124.68	126.77	127.83	150.78	120.11	140.09	110.69	115.44	150.37	115.16	147.33	128.72
April	163.44	151.19	174.03	158.72	137.79	168.34	170.97	157.37	181.87	144.89	175.48	177.77	172.85	184.48	162.12	169.85
May	211.51	222.44	204.84	191.67	224.52	195.02	206.66	211.8	208.45	189.07	215.56	198.66	212	196.38	182.56	201.88
June	222.52	217.81	216.75	220.85	211.39	218.9	229.55	246.26	225.68	220.18	221.14	215.69	236.58	201.01	229.56	214.67
July	238.15	234.91	250.37	244.99	230.74	238.56	228.87	242.21	241.55	223.63	245.77	239.82	240.44	240.57	226.73	236.93
August	187.4	201.37	217.99	219.78	195.74	217.8	218.13	218.24	208.46	213.25	195.25	210.47	222.55	186.78	215.67	204.5
September	133.52	156.63	161.32	138.86	144.44	140.34	155.65	155.58	151.5	143.56	152.65	135.57	147.68	159.24	151.18	151.18
October	96.27	114.43	93.93	119.76	108.04	91.61	114.9	111.42	110.6	109.21	94.54	102.02	120.83	102.94	117.15	110.2
November	66.15	82.66	69.63	66.13	67.25	64.04	72.87	65.71	65.27	66.95	72.07	71.21	66.38	60.84	70.16	73.15
December	49.24	58.94	57.07	54.58	46.78	57.5	62.38	58.03	62.66	58.6	67.62	70.44	58.86	56.69	56.52	56.87

Direct Normal Irradiation				
Month	2005	2006	2007	2008
January	101.36	107.21	120.87	106.55
February	89.86	87.25	94.37	129.78
March	125.47	113.66	132.08	147.72
April	157.42	138.3	176.71	135.89
May	204.13	217.03	188.3	190.71
June	214.62	209.52	205.41	211.22
July	250.75	248.07	274.29	263.5
August	186.99	208.51	241.38	250.39
September	124.99	172.14	183.99	143.61
October	102.73	142.54	99.23	158.42
November	92.37	133.32	96.81	91.11
December	68.22	93.41	91.17	85.56

Tabella 5 Irraggiamento mensile [kWh/mq]

## 7 IMPIANTO FV – DIMENSIONAMENTO

### 7.1 CRITERIO GENERALE DI PROGETTO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile e allo stesso tempo di minimizzare l'impatto economico ed ambientale derivante dall'installazione dello stesso.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

### 7.2 PROCEDURA DI CALCOLO E CRITERI GENERALI DI PROGETTO

L'impianto è costituito da moduli disposti su più file parallele distanziate tra loro in modo tale da non creare mutui ombreggiamenti tra le file e da consentire una facile manutenzione.

Il calcolo della distanza minima tra le file parallele è stato effettuato considerando un modello tridimensionale dell'impianto utilizzando un apposito software di simulazione

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, albedo della superficie del terreno);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (tilt) e angolo di orientazione (azimut);
- dal sistema di inseguimento eventualmente utilizzato (fisso, mono o bi assiale);
- da eventuali ombreggiamenti;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch, bifaccialità;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

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

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

Dove:

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

### 7.3 VALUTAZIONE DELLE PERDITE PERCENTUALI

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli verranno installati su inseguitori orientati in direzione Nord-Sud con un'inclinazione (angolo di tilt) variabile giornalmente in base alla posizione del sole, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno.

Nelle seguenti figure sono riportati i risultati delle simulazioni, effettuate con software dedicato, per la valutazione delle perdite percentuali legate ai diversi fenomeni che si possono instaurare durante il funzionamento dell'impianto.

Array losses								
<b>Array Soiling Losses</b>			<b>Thermal Loss factor</b>			<b>DC wiring losses</b>		
Loss Fraction	3.0 %		Module temperature according to irradiance			Global array res.	0.87 mΩ	
			Uc (const)	20.0 W/m²K		Loss Fraction	1.5 % at STC	
			Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s				
<b>Serie Diode Loss</b>			<b>LID - Light Induced Degradation</b>			<b>Module Quality Loss</b>		
Voltage drop	0.7 V		Loss Fraction	2.0 %		Loss Fraction	-0.8 %	
Loss Fraction	0.1 % at STC							
<b>Module mismatch losses</b>			<b>Strings Mismatch loss</b>					
Loss Fraction	2.0 % at MPP		Loss Fraction	0.1 %				
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000
<b>Spectral correction</b>								
FirstSolar model								
Precipitable water estimated from relative humidity								
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		

**Tabella 5** Simulazione - Valutazione delle perdite percentuali  
Dati di INPUT

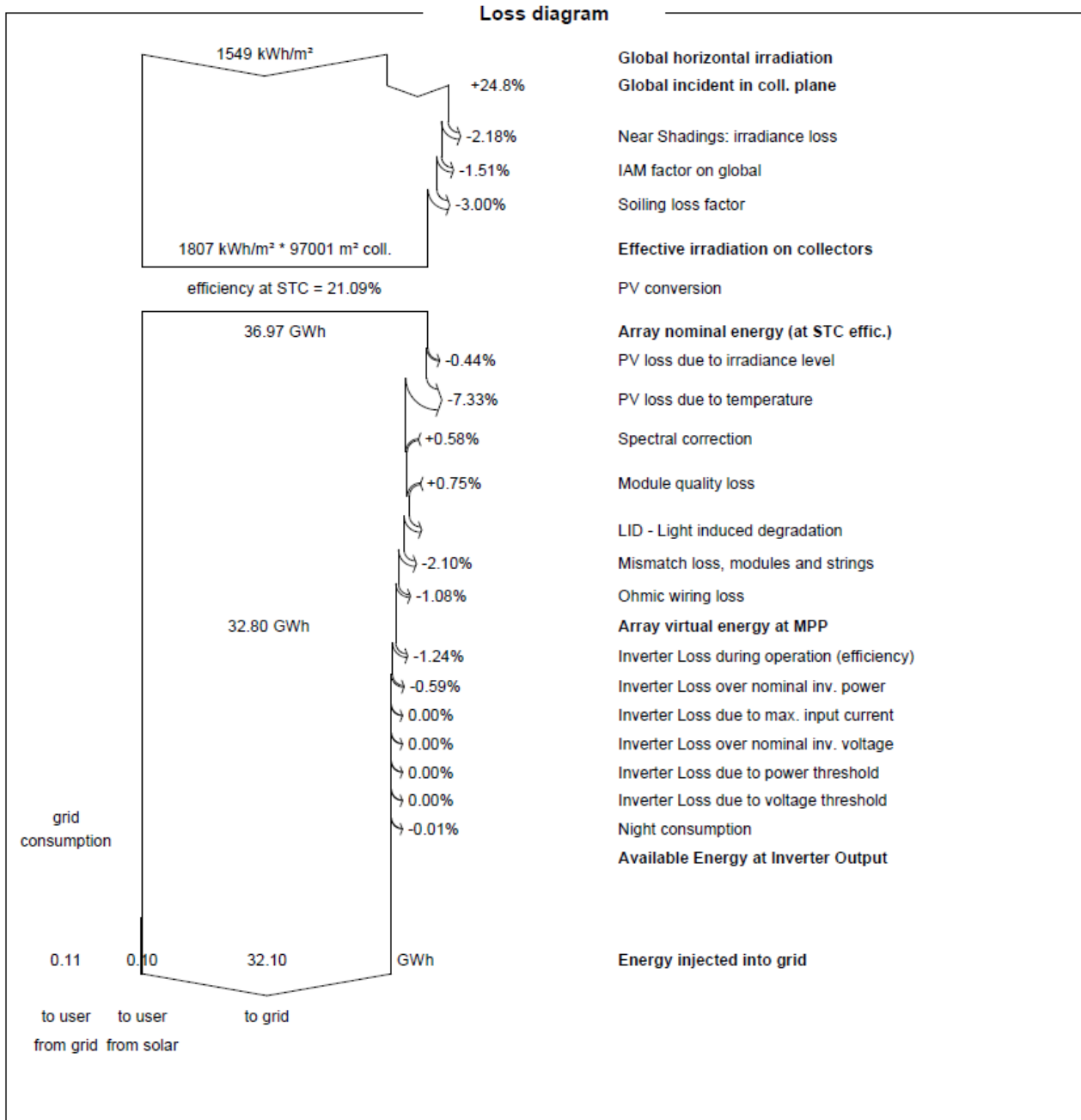


Tabella 6 Simulazione - Valutazione delle perdite percentuali



## 7.4 VALUTAZIONE DELLA ENERGIA PRODOTTA ATTESA

Nella seguente figura si riportano i risultati delle simulazioni effettuate tramite software dedicato per la valutazione della stima della produzione specifica annuale di energia elettrica (kWh/kWp) attesa dall' impianto in progetto.

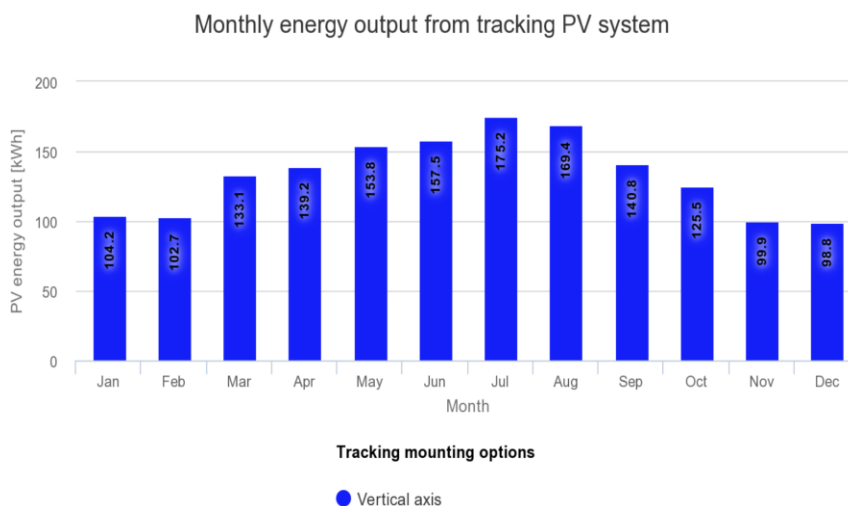
### Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.404,17.947  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 17.45 %

### Simulation outputs

	VA*
Slope angle [°]:	90
Yearly PV energy production [kWh]:	1600.07
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2108.09
Year-to-year variability [kWh]:	66.6
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.3
Spectral effects [%]:	0.88
Temp. and low irradiance [%]:	-6.71
Total loss [%]:	-24.1

\* VA: Vertical axis



**Figura 8** Impianto FV - Produzione Annuale e Produzione Specifica  
 Fonte: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en)

## 7.5 COEFFICIENTE EROEI

L'indice di sostenibilità EROEI (Energy Return On Energy Investment) è il risultato del rapporto tra la somma delle energie che un impianto è in grado di produrre durante il suo esercizio per la sommatoria delle quantità energetiche necessarie per costruire, esercire e smantellare l'impianto, secondo la seguente formula.

$$EROEI = \frac{\sum_1^n E_{Ricavata}}{\sum_1^n E_{Investita}}$$

Per le energie investite il metodo tiene conto dell'energia consumata per:

- La costruzione dell'impianto comprensiva dei trasporti;
- Il funzionamento delle apparecchiature connesse all'impianto;
- Demolizione dell'impianto.

Per il caso in esame l'energia ricavata è stata ottenuta utilizzando le schede tecniche dei pannelli fotovoltaici utilizzati. I principali parametri sono riportati nella tabella a seguire.

Potenza moduli [Wp]	500
Dimensioni [m <sup>2</sup> ]	2,41
Produzione specifica attesa [kWh/kWp]	1601
Produzione specifica [kW/m <sup>2</sup> ]	0,207
Riduzione progressiva impianto [%]	0,5
<b>Produzione attesa al 30-esimo anno [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>9.097,80</b>

**Tabella 6** Principali parametri dei pannelli fotovoltaici

Per calcolare l'energia investita per la realizzazione dell'impianto è stata

utilizzata la pubblicazione scientifica "Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solarsystems in regions of moderate insolation" (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.034>), pubblicata su "Science Direct", sezione "Energy Policy", nel 2016.

I valori riguardanti l'energia investita comprendono l'energia cumulativa utilizzata per la costruzione dell'impianto (CED: cumulative energy demand), possibili perdite legate all'attrezzatura ed il costo del capitale e del lavoro.

CED sistema fotovoltaico [kWh/m <sup>2</sup> ]	340
Perdite inefficienza attrezzature [kWh/m <sup>2</sup> ]	20
Costo del capitale e del lavoro [kWh/m <sup>2</sup> ]	100
<b>TOTALE [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>460</b>

**Tabella 7** Valori dell'energia investita

Dal rapporto dei valori delle due tabelle si ottiene l'indice EROEI atteso per l'impianto in esame:

$$\text{EROEI} = 19,78$$

## 8 IMPIANTO FV – CARATTERISTICHE GENERALI

### 8.1 CARATTERISTICHE GENERALI

L'impianto, denominato "PV5 Campi Guagnano", è di tipo *grid-connected*, la tipologia di allaccio è: *trifase in media tensione*. Il generatore fotovoltaico è costituito da **40.248 moduli** per una potenza complessiva di **20,124 MWp**. I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture parzialmente mobili detti "inseguitori monoassiali", all'interno dell'area precedentemente individuata.

L'area sarà completamente recintata.

All'interno della stessa area troveranno alloggio, oltre ad i moduli FV, le cabine, ovvero dei locali tecnici necessari per l'installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, trasformatori).

All'interno delle aree di impianto saranno poi realizzati delle trincee per la posa dei cavidotti interrati. Si tratta di cavi BT in cc, BT in ca, MT e cavi di segnale. È prevista inoltre l'installazione di **n°98 inverter di stringa**.

TITOLARE DEL PUNTO DI CONNESSIONE	
Committente	SOLARPOWER S.r.l.
Sede legale	Via Julius Durst 6 - 39042 Bressanone (BZ)
Cod. Fiscale / P.IVA:	02596500211
Amministratore Unico	Eugen PSAIER
Luogo e data di nascita	Bressanone (BZ), il 09 Gennaio 1972
Domicilio	Via S. Cassiano 3 - 39042 Bressanone (BZ)

UBICAZIONE IMPIANTO	
Indirizzo	Loc. Marancio snc
Comune (Provincia)	Guagnano (LE)
Latitudine	40° 27' 1.69" N
Longitudine	17° 57' 4.84"E
Altitudine	48 mt s.l.m.
CARATTERISTICHE TECNICHE	
MODULI FV	
Numero moduli FV [n]	40.248
Potenza unitaria Modulo FV [W]	500
Potenza picco generatore [MW]	20,1241 MW
Modulo FV tipo	Modello: LONGI 500 W
Numero Celle [n]	132 (6X22)
Tipologia celle	Silicio Monocristallino
Tipologia Installativa	Moduli posati su <i>tracker</i> monoassiale
INVERTER FV	
Numero INVERTER [n]	98
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$	150kVA/600V
Inverter Tipo	SUNNY HIGHPOWER PEAK3 by SMA ©

Tabella 9 Impianto FV - Scheda tecnica - Dati generali

## 8.2 ARCHITETTURA ELETTRICA DELL'IMPIANTO

Da un punto di vista elettrico il generatore fotovoltaico è costituito da **n° 1548 stringhe**. Una stringa è formata da **26 moduli** collegati in serie, pertanto la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo:

Moduli per stringa	Voc (V)	Isc (A)	Tensione stringa [V]	Corrente stringa [A]
26	45,55	13,90	1.184,3	13,90

Tabella 10 Impianto FV - Stringa fotovoltaica

L'energia prodotta dalle stringhe afferisce nei quadri di campo. Ciascun inverter è collegato ai quadri di campo. Ciascun inverter ha una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V maggiore della tensione massima di stringa. L'inverter effettua la conversione della corrente continua in corrente alternata a 600 V trifase con frequenza di 50 Hz.

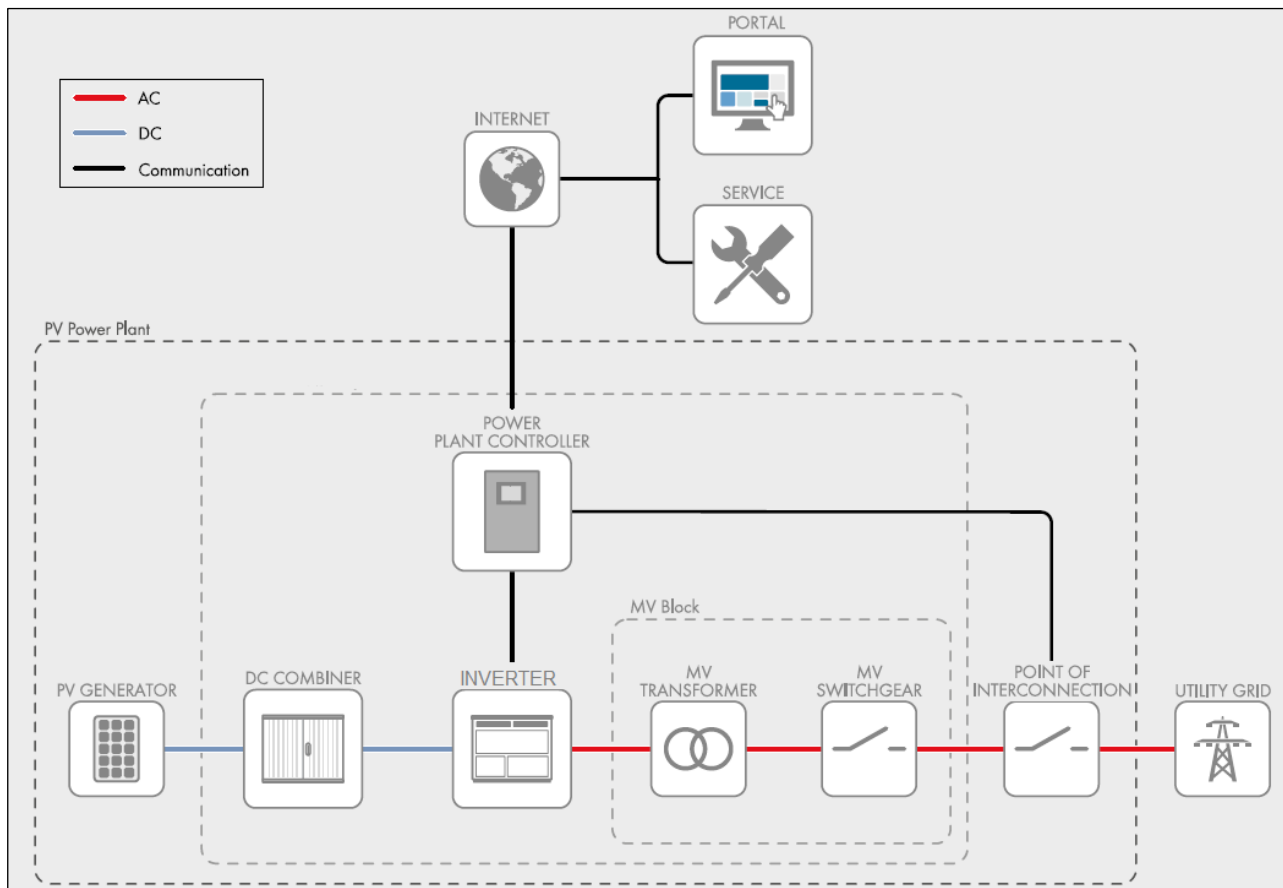
L'impianto è costituito da **n. 40.248 moduli** FV da **500 Wp** l'uno, suddivisi in **n.98 inverter**, 78 dei quali collegati a 16 stringhe da 26 moduli in serie e 20 collegati a 15 stringhe da 26 moduli in serie.

L'energia proveniente dagli inverter sarà elevata a **20 kV** tramite **n.5 trasformatori BT/MT da 3.150 kVA**. Dalle Cabine di Campo l'energia sarà trasmessa sempre in MT a 20 kV e sempre tramite linee in cavo alla Cabina di Consegna, prospiciente la strada pubblica. Da qui l'energia prodotta sarà convogliata tramite una linea MT alla rete elettrica di distribuzione ad oggi esistente. La linea MT sarà realizzata con cavi interrati sempre a 20 kV.

## 9 IMPIANTO FV – PRINCIPALI COMPONENTI

### 9.1 DIAGRAMMA DI IMPIANTO

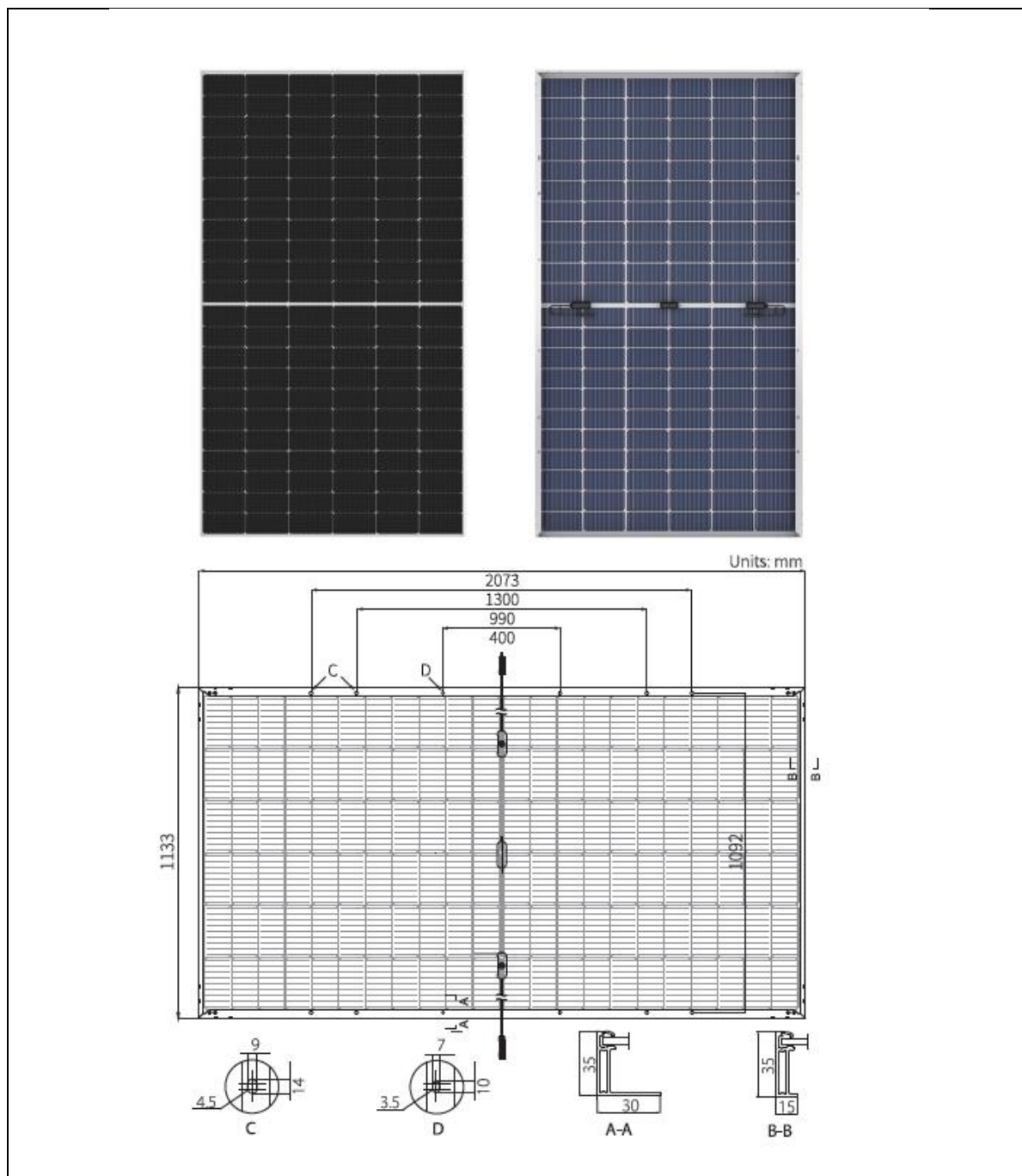
Di seguito si riporta uno schema esplicativo del diagramma dell'impianto in cui sono identificate le principali componenti costituenti l'impianto FV.



**Figura 4:** Diagramma d'impianto - Schema a blocchi

## 9.2 MODULI FOTOVOLTAICI

Come già accennato, i moduli fotovoltaici che sono stati presi in considerazione nel presente progetto, saranno in silicio monocristallino di potenza pari a **500 Wp**, aventi dimensioni pari a **2073 X 1133 X 35 mm**.



<b>Mechanical Parameters</b>						
Cell Orientation	132 (6×22)					
Junction Box	IP68, three diodes					
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400mm / negative 200mm length can be customized					
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass					
Frame	Anodized aluminum alloy frame					
Weight	30.6kg					
Dimension	2073×1133×35mm					
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC					

<b>Electrical Characteristics</b>	STC : AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C		Test uncertainty for Pmax: ±3%			
Power Class	<b>475</b>	<b>480</b>	<b>485</b>	<b>490</b>	<b>495</b>	<b>500</b>
Maximum Power (Pmax/W)	475	480	485	490	495	500
Open Circuit Voltage (Voc/V)	44.80	44.95	45.10	45.25	45.40	45.55
Short Circuit Current (Isc/A)	13.51	13.59	13.67	13.74	13.82	13.90
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	37.63	37.78	37.93	38.08	38.23	38.38
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.63	12.71	12.79	12.87	12.95	13.03
Module Efficiency(%)	20.2	20.4	20.6	20.9	21.1	21.3

<b>Operating Parameters</b>	
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

<b>Mechanical Loading</b>	
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

<b>Temperature Ratings (STC)</b>	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

**Figura 5:** Moduli FV - Caratteristiche moduli

I moduli riportati hanno carattere indicativo. La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata, nel rispetto della di potenza complessiva dell'impianto autorizzata dalla Regione Puglia e degli ingombri dimensionali dell'impianto individuati nel presente progetto definitivo in funzione all'offerta del mercato al momento della esecuzione delle opere.

### 9.3 STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI - TRACKER

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest è pari a  $120^\circ$  ( $-60^\circ/+60^\circ$ ), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su **n°2 file** con configurazione *landscape* con asse di rotazione sul lato corto del modulo fotovoltaico.

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile.

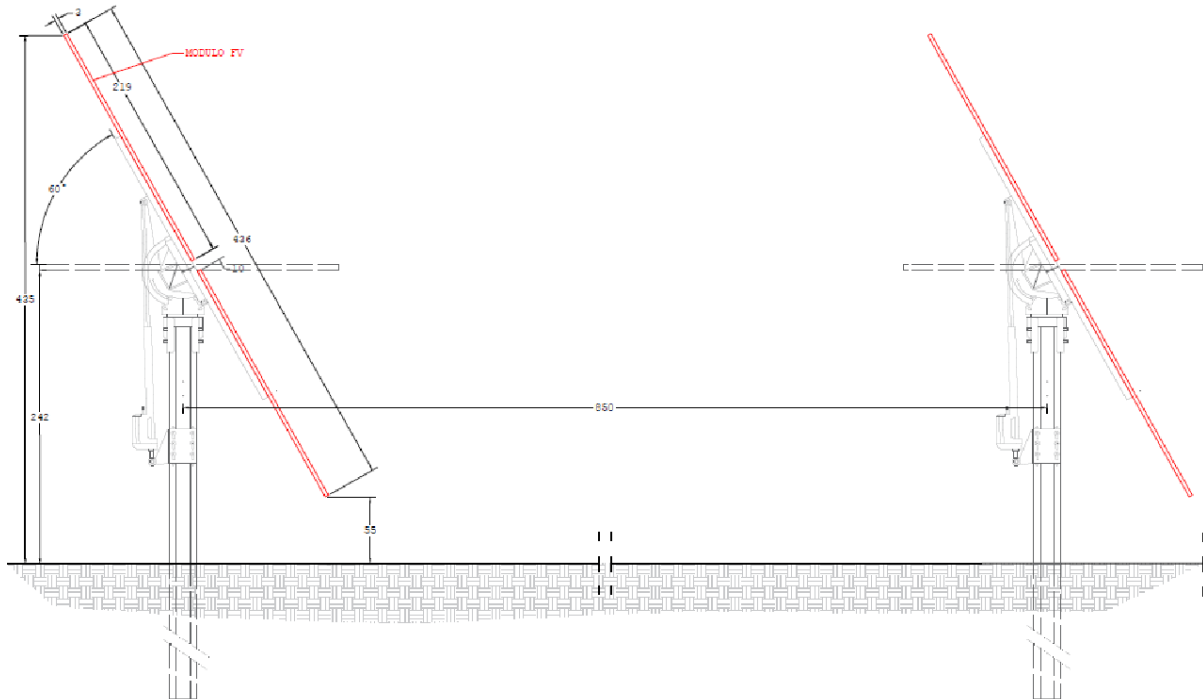


Figura 6: Dimensioni principali del tracker

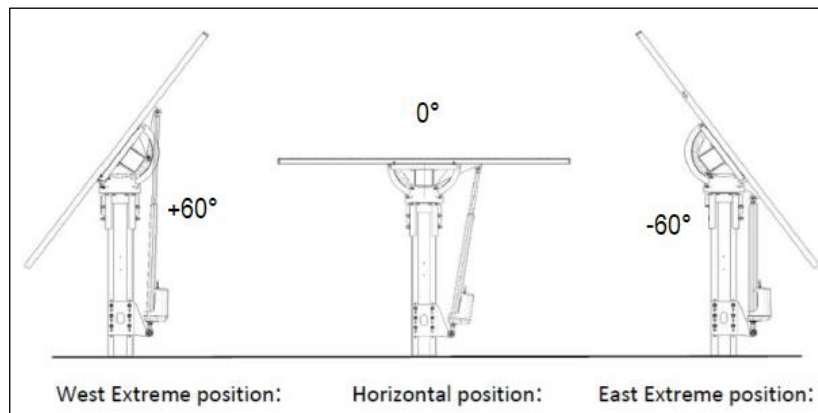


Figura 7 Angolo di rotazione del tracker

Ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare

- Ing. Igor FONSECA -

Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)

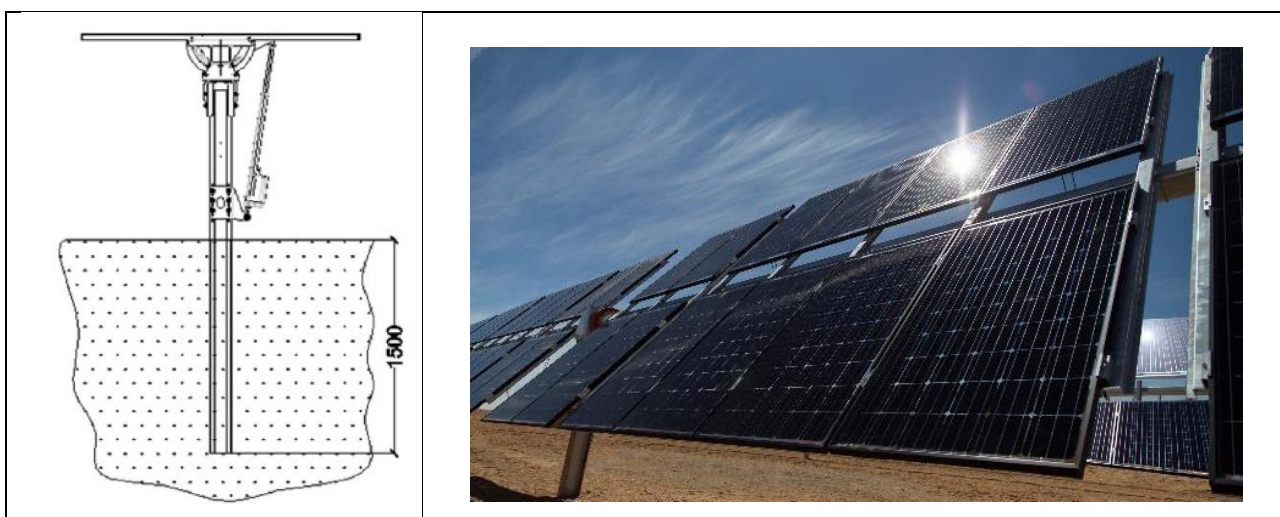


L'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo.

I tracker sono progettati per resistere fino a velocità del vento di **55 km/h**. Quando le raffiche di vento hanno velocità superiore i mover avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza).

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di **1,5 m**, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore, evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



**Figura 8** Tracker particolari - Pilo infisso nel terreno mediante macchina battipalo

**L'asse di rotazione (asse principale del tracker) sarà orientata nella direzione nord-sud (azimut 0°)."**

L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in **8,50 m**. Questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio la "risorsa" spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

#### **9.4 INVERTER**

La potenza uscente dal generatore fotovoltaico, ovvero l'insieme di moduli che trasformano la radiazione solare in energia elettrica, viene trasformata in alternata dagli inverter per la distribuzione della corrente alternata.

La funzione principale dell'inverter è quella di trasformare la potenza prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente continua in una potenza (ovviamente

leggermente inferiore a causa delle perdite) in corrente alternata, rendendola quindi adatta per l'immissione nella rete elettrica nazionale.

Nel progetto in esame è prevista l'installazione di **n.98 inverter di stringa** tipo.

L'uso degli inverter di stringa negli impianti fotovoltaici di medie dimensioni è basato sul concetto di modularizzazione, o di architettura distribuita: ogni gruppo di stringhe ha il suo inverter, come indicato nello schema elettrico unifilare di progetto.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche degli inverter:

Dati tecnici	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
<b>Ingresso (CC)</b>		
Potenza max del generatore fotovoltaico	150000 Wp	225000 Wp
Tensione d'ingresso max	1000 V	1500 V
Range di tensione MPP / Tensione nominale d'ingresso	590 V a 1000 V / 590 V	880 V a 1450 V / 880 V
Corrente d'ingresso max / Corrente di cortocircuito max	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Numero di inseguitori MPP indipendenti	1	1
Numero d'ingressi	1 o 2 (opzionale) per quadri di campo esterni	
<b>Uscita (CA)</b>		
Potenza nominale alla tensione nominale	100000 W	150000 W
Potenza apparente CA max	100000 VA	150000 VA
Tensione nominale CA / Range di tensione CA	400 V / 304 V a 477 V	600 V / 480 V a 690 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz
Corrente d'uscita max	151 A	151 A
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo
Distorsione armonica totale (THD)	< 3%	< 3%
Fasi di immissione / Collegamento CA	3 / 3-PE	3 / 3-PE
<b>Grado di rendimento</b>		
Grado di rendimento max / grado di rendimento europeo	98,8% / 98,6%	99,1% / 98,8%
<b>Dispositivi di protezione</b>		
Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete / Protezione contro l'inversione della polarità CC	● / ● / ●	● / ● / ●
Resistenza ai cortocircuiti CA / Separazione galvanica	● / -	● / -
Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●	●
Scaricatori di sovratensioni (tipo II) CA/CC controllati	● / ●	● / ●
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II	I / CA: III; CC: II
<b>Dati generali</b>		
Dimensioni (L / A / P)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30,3" / 32,7" / 17,5")	
Peso	98 kg (216 lb)	
Range di temperature di funzionamento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Rumorosità, valore tipico	< 69 dB(A)	
Autoconsumo (notturno)	< 5 W	
Topologia	Senza trasformatore	
Principio di raffreddamento	OptiCool, raffreddamento attivo, ventole a regime controllato	
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (senza condensa)	100%	
<b>Dotazione / Funzione / Accessori</b>		
Collegamento CC / Collegamento CA	Capocorda (fino a 300 mm <sup>2</sup> ) / Morsetto (fino a 150 mm <sup>2</sup> )	
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●	
Interfaccia Ethernet	● (2 porte)	
Interfaccia dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Tipo di montaggio	Montaggio su telaio	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Idoneità off-grid / Compatibile con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○	
Certificati e omologazioni (selezione)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-ARN 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile		
Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornamento dei dati: 10/2020		
Denominazione del tipo	SHP 100-20	SHP 150-20

Figura 9: Inverter - Dati principali

Per ulteriori dettagli si rimanda alle schede tecniche allegate.



I trasformatori saranno alloggiati all'interno della cabina di campo prefabbricata, all'interno della quale verranno ospitate anche le apparecchiature elettriche atte alla protezione dei trasformatori sia sul lato BT che sul lato MT. Verranno inoltre previste opportune misure per garantire un ottimale smaltimento del calore prodotto, sia per mezzo della ventilazione naturale che, qualora necessario, per mezzo della ventilazione forzata nelle situazioni più critiche.

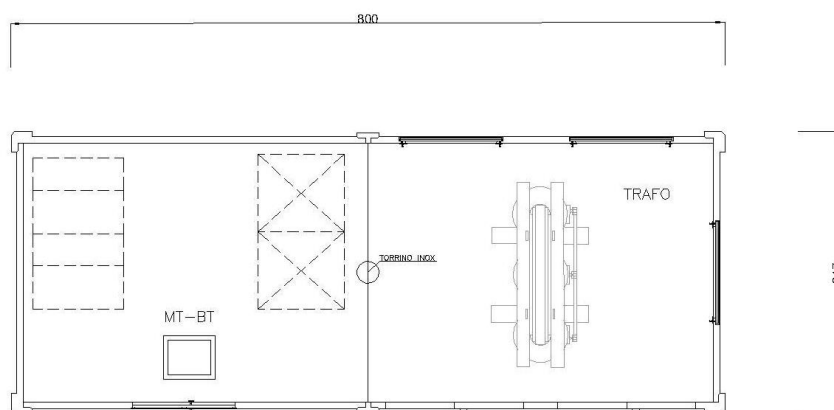
## 9.6 CABINE ELETTRICHE

### > Cabine di campo

Per la protezione dagli agenti atmosferici delle apparecchiature elettriche di trasformazione (trasformatori), di sezionamento, protezione, e controllo è prevista la realizzazione all'interno dell'area di impianto di **n. 5 cabine di campo**.

Esse saranno installate in posizione baricentrica rispetto ai rispettivi sottoimpianti, al fine di ridurre le perdite in corrente continua a diretto vantaggio dell'efficienza dell'impianto FV.

Al loro interno è previsto l'alloggiamento di un trasformatore BT/MT il cui scopo è quello di elevare la tensione a 20.000 V. Le sue dimensioni sono le seguenti: 8,00 x 3,17 x 3,00 m, con un'area complessiva prevista di 25,36 m<sup>2</sup> circa.



PIANTA CABINA

La cabina ospiterà, tra gli altri:

- un quadro MT a protezione delle linee afferenti alla cabina;
- un quadro BT di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

### > Cabina di consegna

Il progetto in esame prevede la posa in opera di n.1 cabine di consegna.

La cabina elettrica di consegna ha lo scopo di connettere l'impianto FV alla rete elettrica nazionale MT, con consegna dell'energia elettrica MT.

La cabina di consegna in progetto è realizzata in due blocchi prefabbricati affiancati tra loro e identificati come segue:

1. **Lato ENEL** realizzato con cabina prefabbricata conforme alla specifica tecnica DG 2092 Ed.3 fuori standard di ENEL.

Tale scelta consegue dalla volontà di razionalizzare ed unificare le opere di rete attraverso la costituzione di un'unica cabina per il collegamento dell'impianto alla rete elettrica nazionale.

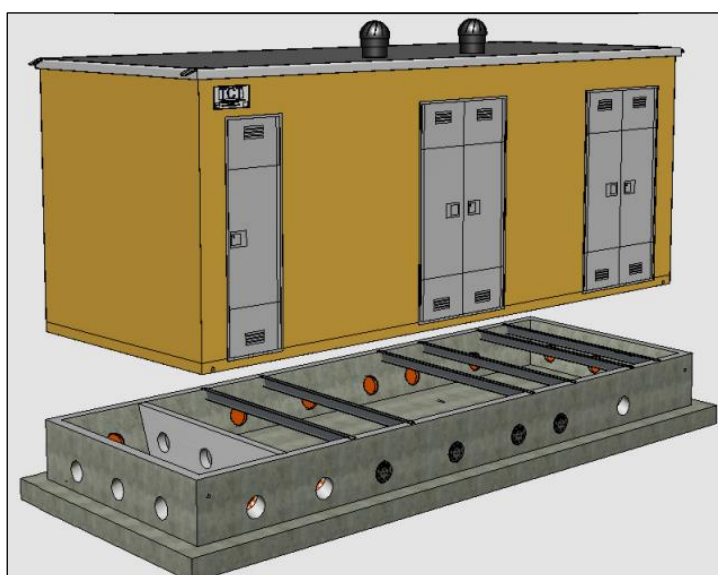
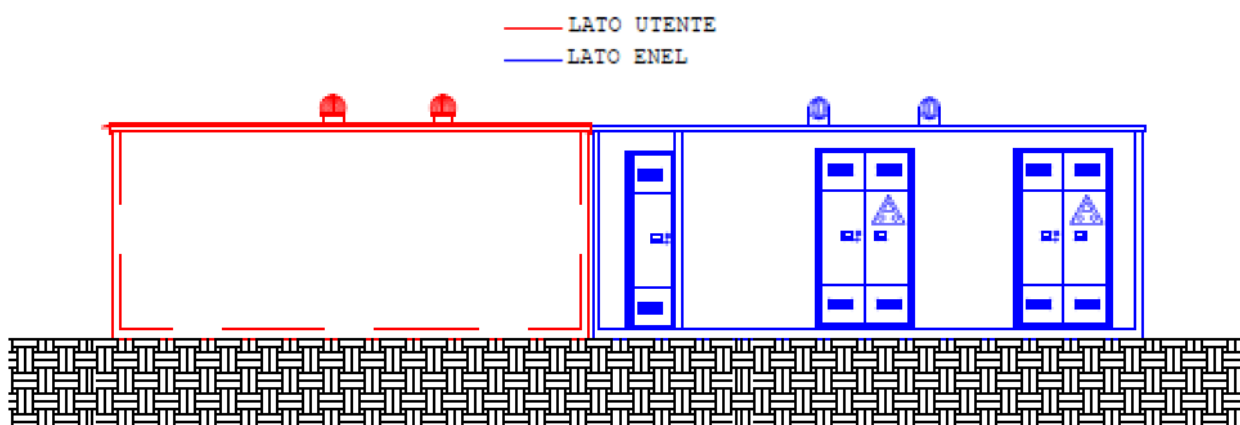
In tale manufatto verranno installati tre distinti vani misura di dimensioni standard, uno per ogni sottoimpianto, ed i relativi scomparti tecnici ad uso e cura di E-dis in cui troveranno alloggio i sistemi di protezione e di consegna della linea.

La cabina in oggetto avrà le seguenti dimensioni complessive **13,85 x 2,48 x 2,58 m (lunghezza x larghezza x altezza)**.

2. **Lato UTENTE** realizzato con cabina prefabbricata conforme alla specifica tecnica DG 2061 Ed.2 di ENEL.

Tale cabina ospiterà, tra gli altri:

- un quadro MT a protezione delle linee afferenti alla cabina;
- un quadro BT di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari.



**Figura 10:** Cabina di consegna



La cabina è realizzata ad elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco.

Preliminarmente alla posa in opera della cabina, sul sito prescelto deve essere interrato il **basamento** d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco o ad elementi componibili in modo da creare una vasca stagna sottostante tutto il locale consegna.

Le **pareti verticali** sono realizzate in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armate di spessore non inferiore a 9 cm. Il dimensionamento dell'armatura dovrà essere quella prevista dal D.M. 14 gennaio 2008.

La **copertura** deve essere opportunamente ancorata alla struttura e garantire un coefficiente medio di trasmissione del calore minore di  $3,1 \text{ W/}^\circ\text{C m}^2$ .

La copertura è protetta da un idoneo manto impermeabilizzante prefabbricato costituito da membrana bitume-polimero, flessibilità a freddo  $-10^\circ \text{ C}$ , armata in filo di poliestere e rivestita superiormente con ardesia, spessore 4 mm (esclusa ardesia), sormontato dalla canaletta.

La copertura stessa, fermo restando le altre caratteristiche geometriche e meccaniche, potrà essere fornita a due falde con pendenza come richiesto dalle Autorità competenti - Comuni, Sovrintendenze Beni Culturali ed ambientali etc. - prevedendo un rivestimento in cotto o laterizio (coppi o tegole) oppure in pietra naturale o ardesia.

Il **pavimento** a struttura portante avrà uno spessore minimo di 10 cm e dimensionato per sopportare i carichi di cui al § 4.2. punto e. Sul pavimento sono previste delle aperture, per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi MT e BT e degli; complete di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter sopportare un carico concentrato in mezzeria di 750 daN.

Le **verifiche strutturali** saranno eseguite secondo le prescrizioni delle vigenti Norme per le costruzioni in calcestruzzo armato in zona sismica, nelle condizioni più conservative.

Le **porte e le finestre** sono realizzate in resina o in acciaio zincato/inox complete di serrature omologate (DS 988). Le porte, il relativo telaio ed ogni altro elemento metallico accessibile dall'esterno devono essere elettricamente isolate dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dalla armatura incorporata nel calcestruzzo.

L'**impianto elettrico**, del tipo sfilabile, sarà realizzato con cavo unipolare di tipo antifiamma, con tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo e deve consentire la connessione di tutti gli apparati necessari per il funzionamento della cabina (SA, UPS, ecc.).

Entrambi i vani saranno dotati di **lampade di illuminazione**.

Tutti i componenti dell'impianto saranno contrassegnati con un marchio attestante la conformità alle norme e l'intero impianto elettrico sarà corredato da dichiarazione di conformità come da DM 22 gennaio 2008, n.37.

La cabina in progetto è dotata di un **impianto di terra** di protezione dimensionato in base alle prescrizioni di Legge ed alle Norme CEI EN 50522: 2011-03 (CEI 99-3) ECEI EN 61936 -1: 2011-03 (CEI 99-2).

L'impianto di messa a terra interno alla cabina è collegato all'armatura tramite connettori. Impianto di illuminazione e uno di illuminazione di sicurezza. I Passacavi stagni garantiscono la tenuta stagna anche in assenza dei cavi completi di tutti gli elementi necessari. La flangia a frattura prestabilita garantisce una tenuta interna e esterna per eventuale fuoriuscita del liquido del trasformatore. Il torrino di aspirazione a ventilazione naturale è un aspiratore eolico dotato di protezione e bloccaggio antifurto. A corredo un manuale tecnico.

La **ventilazione** all'interno di ciascun locale avviene tramite due aspiratori eolici, in acciaio inox del tipo con cuscinetto a bagno d'olio, installati sulla copertura. Essi avranno diametro minimo di 250 mm e saranno dotati di rete antinsetto e di un sistema di bloccaggio antifurto.

Ciascun locale sarà inoltre dotato di griglia di aereazione opportunamente dimensionate.

La cabina sarà infine equipaggiata con i seguenti accessori:

- **Soccorritore/UPS 1000VA** uscita permanente a tempo di intervento zero, ingresso 230V 50Hz - uscita 230V  $\pm 1\%$  onda sinusoidale, autonomia 6 min a pieno carico;
- **tappeto isolante a 30 kV, cartelli monitori, guanti isolanti a 30 kV, lampada emergenza portatile, estintore a polvere omologato da 6 kg.**

Per ulteriori dettagli riguardo il posizionamento e le misure delle cabine di campo si rimanda agli specifici elaborati di progetto.

## 9.7 QUADRO MT

È prevista l'installazione di un quadro MT isolato in aria con IMS isolato in SF6 o vuoto.

Il quadro MT è conforme alle norme di prodotto e di sicurezza vigenti ed ha le seguenti caratteristiche elettriche:

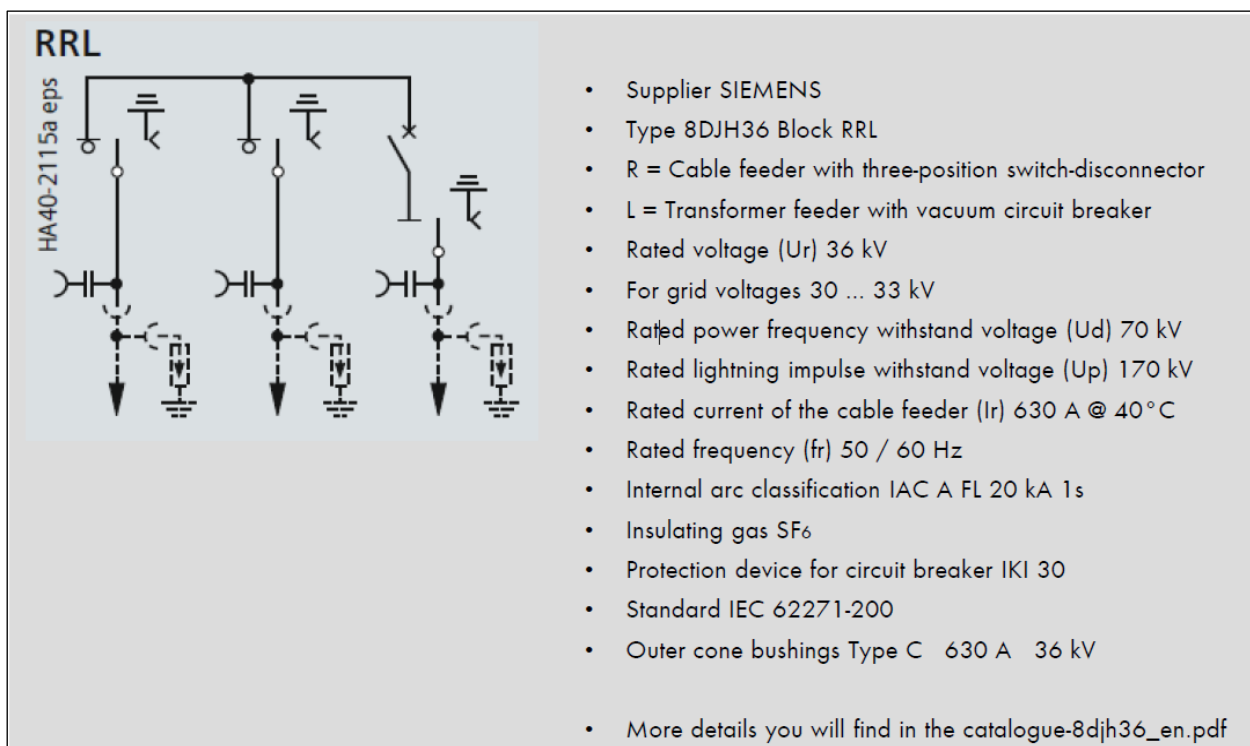


Figura 11: Quadro MT - Schema a blocchi

## 9.8 TRINCEE E CAVIDOTTI

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate **(da 40 a 80 cm)**.

Essi avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare.

Per i cavi BT la profondità di posa sarà di **1 m**, mentre per i cavi MT sarà di **1,2 m**.

Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati per quanto più possibile al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.



## 9.9 RECINZIONE E CANCELLO D'INGRESSO

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli elettrosaldati con **maglia 50x200 mm**, di **lunghezza pari a 2 m** ed **altezza di 2 m**. Per assicurare una adeguata protezione della corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento **40x40x40 cm**) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli elettrosaldati saranno rialzati in modo da lasciare uno spazio verticale **di 30 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto all'area di impianto) della piccola fauna.**

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.

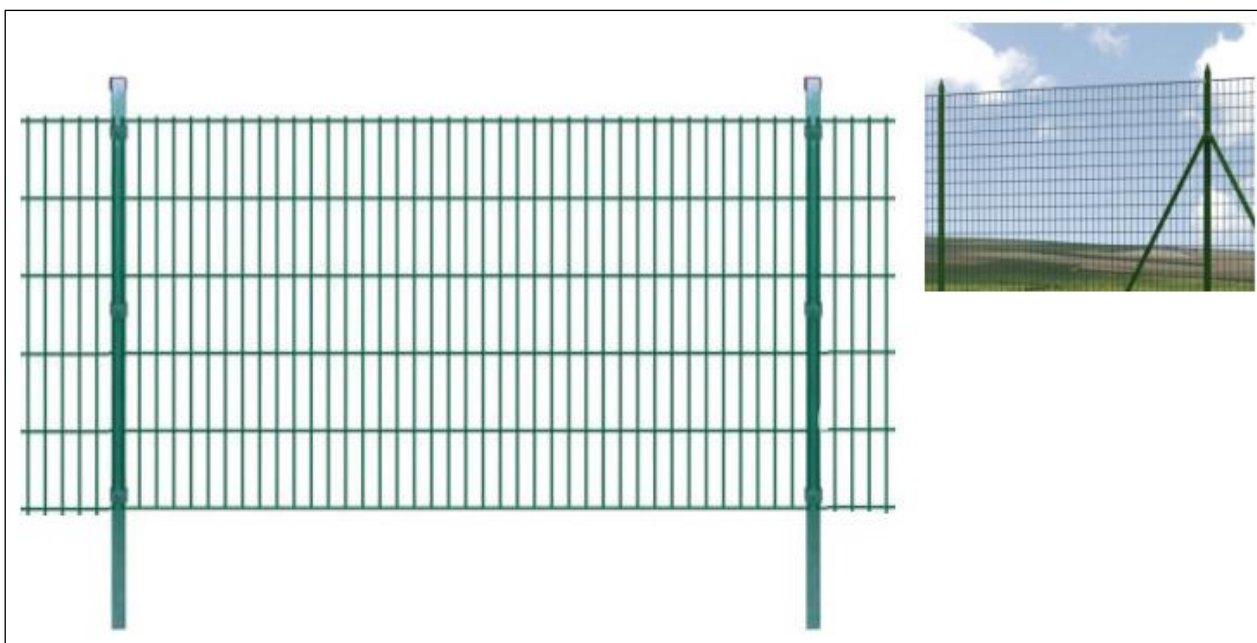


Figura 12: Recinzione

## 9.10 STRADE E PISTE DI CANTIERE

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) all'interno dell'area di impianto.

La realizzazione delle strade prevede le seguenti operazioni:

- Scavo di sbancamento 40 cm
- Posa in opera di geotessile
- Realizzazione di strato di base misto granulare di spessore 40 cm - pezzatura 70-100 mm
- Realizzazione piano viabile realizzato in misto cava spessore 10 cm - pezzatura 0/20 mm

## 9.11 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA E DI ILLUMINAZIONE

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato costantemente da un sistema integrato anti-intrusione composto da:

- **Telecamere TVCC tipo fisso Day-Night**, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, poste ad interdistanza di 40 m circa. Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza fuori terra pari a m 4,30 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;
- cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- **n°1** badge di sicurezza a tastierino, per accesso all'impianto;
- **n°1** centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo alfa sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà un allarme alla centrale operativa che supervisiona la sicurezza dell'immobile ed al responsabile di impianto.

L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato esclusivamente in prossimità dell'ingresso e delle cabine.

Tale sistema è di seguito brevemente descritto:

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40 W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade per cabina: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione degli ingressi cabina e dell'area piazzole per manovre e sosta.

Al fine di ridurre al minimo l'inquinamento luminoso è prevista l'accensione dell'impianto solo in caso di necessità di accesso alle aree e comunque non è previsto alcun sistema di illuminazione perimetrale.

In fase di progetto esecutivo potranno essere apportati miglioramenti ai rapporti tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio.

## 9.12 REGIMAZIONE IDRAULICA

Per la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico:

- 1) saranno ridotti al minimo i movimenti del terreno (scavi o riempimenti);
- 2) le piste saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile;
- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata, alcuni moduli saranno rialzati di circa 30 cm rispetto al piano di campagna.

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni piano altimetriche significative e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche. Ad ogni modo, qualora in alcuni punti dell'impianto si rendesse necessario, la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale.

Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, tuttavia occupano una superficie piccola (meno di 100 mq) e pertanto si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

## 10 CRONOPROGRAMMA ESECUTIVO

Per la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

ATTIVITA'	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Mesi											1			
Richiesta e ottenimento autorizzazioni	■	■	■	■	■	■	■							
Progetto esecutivo								■						
Contratto di appalto delle opere								■						
Inizio lavori e cantierizzazione opere									■					
Costruzione impianto									■	■	■	■		
Commissioning													■	
Connessione alla RTN ed entrata in esercizio														■

### 10.1 PROGETTAZIONE ESECUTIVA

In sede di progettazione esecutiva si dovrà procedere alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010, ed in particolare come al comma 1:

"Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale.

Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate nei titoli abilitativi o in sede di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale, ove previste. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti, salva diversa motivata determinazione del responsabile del procedimento ai sensi dell'articolo 15, comma 3, anche con riferimento alla loro articolazione:

- a) relazione generale;
- b) relazioni specialistiche;
- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento;
- d) ambientale;
- e) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- f) piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- g) piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, e quadro di incidenza della manodopera;
- h) computo metrico estimativo e quadro economico;
- i) cronoprogramma;
- j) elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;
- k) schema di contratto e capitolato speciale di appalto;
- l) piano particellare di esproprio.

- Ing. Igor FONSECA -

Via E. Estrafallaces, 6 - 73100 Lecce  
Cell. 328.3603509 - mail: [i.fonseca@pvk-srl.it](mailto:i.fonseca@pvk-srl.it)

## **10.2 COSTRUZIONE DELL' IMPIANTO**

Per la fase esecutiva il cronoprogramma prevede per la conclusione dei lavori circa 8 mesi, in cui alcune attività si sovrappongono.

Le interferenze fra le fasi esecutive verranno regolamentate dal PSC - Piano di Sicurezza e Coordinamento.

CRONOPROGRAMMA																								
	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg	10 gg
Svellimento ulivi	█	█	█	█																				
Livellamento terreno		█	█	█	█	█																		
Asporto materiale inerte						█	█																	
Recinzione area							█	█																
Opere di mitigazione ed altre accessorie								█	█	█	█	█	█	█										
Posizionamento cabina di consegna									█	█	█	█	█	█	█	█	█							
Posa strutture di sostegno										█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█			
Posa inverter																█	█	█	█	█	█	█		
Realizzazione cavidotti																	█	█	█	█	█	█		
Posa cavi																			█	█	█	█	█	
Posa moduli fotovoltaici																				█	█	█	█	█
Posa quadri elettrici																					█	█	█	█
Cablaggi, lavori elettrici																						█	█	█
Realizzazione sistema di sorveglianza																							█	█
Allaccio in rete																								█
Configurazione sistema di monitoraggio																								█
Collaudo																								█



### **10.3 RIPRISTINI ALLA CHIUSURA DEL CANTIERE**

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

### **10.4 COMMISSIONING**

Il commissioning ovvero collaudi e prove avranno una durata di circa 7 giorni, prima della connessione alla RTN.

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche, dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (D.M. 17 gennaio 2018 - Nuove norme tecniche per le costruzioni). Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) della Cabine di Campo e Consegna (se gettate in opera);
- Platea di fondazione per il sostegno delle Cabine di Campo quando prefabbricate.

## 11 RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

Per la trattazione specifica si rimanda al documento "Relazione di dismissione impianto fotovoltaico a fine vita".

Il Piano di Dismissione e Ripristino dei luoghi è il documento che ha lo scopo di fornire una descrizione di tutte le attività e relativi costi, da svolgersi a "fine vita impianto", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.

Terminata la costruzione, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Area principale di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie.

Le operazioni di ripristino consisteranno nella rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

Particolare cura si osserverà per:

- eliminare dalla superficie dell'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- provvedere al ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia;
- dare al terreno la pendenza originaria al fine di evitare ristagni.

Lecce, maggio 2022

**Il Tecnico**  
(Ingegnere Igor FONSECA)

