



Regione Sicilia

Provincia di Caltanissetta

Comune di Villalba

**Impianto agrofotovoltaico
"VILLALBA II"
di potenza installata pari a 33.711,51 kWp
da realizzarsi nel
Comune di Villalba (CL)**

PROGETTO DEFINITIVO

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	30/11/2022	Prima Stesura	Ing. A. Furlotti	Dott. G. Filiberto	Dott. F. Milio

PROGETTISTA

GREEN FUTURE Srl

Sede Legale: Via U. Maddalena, 92

Sede operativa: Corso Calatafimi, 421

90100 - Palermo, Italia

info@greenfuture.it

Dott. Giuseppe Filiberto

Ing. Alessio Furlotti

Arch. Pianif. Giovanna Filiberto

Ing. Ilaria Vinci

Ing. Fabiana Marchese

Ing. Daniela Chifari

Green Future s.r.l. unipersonale
L'Amministratore
Giuseppe Filiberto



DITTA

BEE VILLALBA S.r.l.

Anello Nord, 25 – Brunico (BZ)

beevillalbasrl@pec.it

TITOLO ELABORATO

RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE ELABORATO

VILLALBA_II_EL18_REV00

SCALA

-

DATA

Novembre 2022

TIPOLOGIA-ANNO

FV22

COD. PROGETTO

VILLALBA_II

N. ELABORATO

EL18

REVISIONE

00



Sommario

1	Premessa.....	5
1.1	Agrofotovoltaico.....	7
1.2	Il Proponente.....	8
2	ITER AUTORIZZATIVO.....	9
2.1	Autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.....	9
2.2	Disposizioni legislative in materia di impatto ambientale.....	10
3	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO.....	11
3.1	Leggi e decreti.....	11
3.2	Deliberazioni AEEG.....	13
3.3	Norme.....	14
3.3.1	Criteri di progetto e documentazione.....	14
3.3.2	Sicurezza elettrica.....	14
3.3.3	Fotovoltaico.....	15
3.3.4	Quadri elettrici.....	15
3.3.5	Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti.....	16
3.3.6	Cavi, cavidotti ed accessori.....	16
3.3.7	Conversione della potenza.....	18
3.3.8	Scariche atmosferiche e sovratensioni.....	18
3.3.9	Dispositivi di potenza.....	19
3.3.10	Compatibilità elettromagnetica.....	19
3.3.11	Energia solare.....	19
3.3.12	Altri documenti.....	19
3.4	Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici.....	20
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	21
5	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	27
5.1	Il fotovoltaico in Italia.....	27
5.2	Produzione attesa.....	28



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18 | Rev. 00

5.2.1	Ombreggiamento	30
5.2.2	Albedo.....	31
5.3	Criteri progettuali per il dimensionamento dell'impianto	32
5.4	Descrizione dell'impianto.....	33
5.5	Caratteristiche tecniche dei componenti	38
5.5.1	Moduli Fotovoltaici	38
5.5.2	Inverter.....	39
5.5.3	Trasformatore BT/MT	42
5.5.4	Componenti media tensione: QMT	42
5.6	Caratteristiche dei sistemi di protezione del generatore fotovoltaico	44
5.6.1	Protezioni contro i guasti esterni	44
5.6.2	Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni	45
5.7	Sistemi di regolazione e controllo.....	46
5.7.1	Controllo della produzione	46
5.7.2	Modalità di avviamento e riconnessione alla rete.....	46
5.7.3	Regolazione della potenza reattiva	47
5.7.4	Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza	47
5.7.5	Sistemi di tele distacco e riduzione rapida della produzione.....	47
5.8	Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA	48
6	LAYOUT IMPIANTO	49
7	OPERE CIVILI	50
7.1	Viabilità interna e recinzione perimetrale	50
7.2	Strutture di sostegno fisse moduli FV.....	51
7.3	Cabine elettriche.....	52
7.4	Sistema di sicurezza.....	53
7.5	Sistema di Illuminazione	54
7.6	Sistema di comunicazione.....	55
7.7	Scavi elettrodotti	55



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18 | Rev. 00

8	OPERE ELETTRICHE	56
8.1	Montaggi elettrici campo fotovoltaico	56
8.2	Connessione alla rete elettrica	56
9	VALORE AGGIUNTO: AGROFOTOVOLTAICO	58
9.1	Caratteristiche del sistema Agrofotovoltaico linee guida del MITE	60
9.2	Colture interfile.....	61
10	LAVORAZIONI PREVISTE	63
10.1	Lavori area di impianto	63
10.2	Lavori componente strutturale	63
10.3	Lavori componente fotovoltaica ed elettrica	63
10.4	Lavori di completamento	63
10.5	Lavori Agrofotovoltaico	63
10.6	Lavori di mitigazione e compensazione	64
11	MODALITÀ DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	64

Indice delle figure

Figura 1 - Inquadramento area di progetto su ortofoto	7
Figura 2 – Inquadramento territoriale su stralcio I.G.M. (tavola 267, quadrante I, sez. N.E.).....	24
Figura 3 - Inquadramento territoriale su stralcio C.T.R. n. 621150	25
Figura 4 – Inquadramento territoriale su mappa catastale.....	26
Figura 5 - Solare Fotovoltaico – Quota regionale della produzione sul totale nazionale (2021)	28
Figura 6 - Stima di generazione (Fonte:PVGIS).....	29
Figura 7 - Energia e Irraggiamento mensile	29
Figura 8 – Grafico dell'orizzonte.....	31
Figura 9: schema tipico della centrale Fotovoltaica	35
Figura 10: schema tipico delle protezioni della centrale fotovoltaica	48
Figura 11 - Layout di impianto	49
Figura 12 Particolare recinzione perimetrale.....	50



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18 | Rev. 00

Figura 13 Particolare cancello di ingresso	51
Figura 14 Particolare strutture di fissaggio.....	52
Figura 15 - Palo per l'impianto di videosorveglianza.....	54
Figura 16 – Disegno stallo a 36 KV di condivisione per produttori.....	57
Figura 17 - Esempio di impianto agro-fotovoltaico	59
Figura 18 – Esempio di coltivazione di aloe all'interno di un parco agro-voltaico.....	61
Figure 19 - Disposizione delle file di aloe e pomodoro "siccagno" tra le file di moduli fotovoltaici	62

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Dati generali di progetto	6
Tabella 2 - Dati catastali area di impianto	22
Tabella 3 - Dati catastali linea di connessione	22
Tabella 4 - Distribuzione delle superfici.....	22
Tabella 5 - Verifica parametri Linee Guida MITE impianto agrovoltaico Villalba II	23
Tabella 6 – Impianti Fotovoltaici installati in Italia nel 2020 divisi per fasce di potenza.....	27
Tabella 7 – Output calcolo producibilità sistema fisso.	30
Tabella 8 Caratteristiche tecniche impianto	37
Tabella 9 Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici.....	38
Tabella 10 Caratteristiche tecniche dell'inverter 1800 kW	40
Tabella 11 Caratteristiche tecniche delle power station con inverter da 1800 kW.....	41
Tabella 12 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT	42
Tabella 13 Caratteristiche elettriche e meccaniche del quadro di Media Tensione.....	43



1 PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, la BEE VILLALBA S.r.l. con sede legale in Strada Anello Nord n. 25, 39031 nel Comune di Brunico (BZ), codice fiscale e Partita IVA 10913070966, del Gruppo Blue Elephant Energy AG, propone di avviare un progetto per la realizzazione di un nuovo **impianto agrofotovoltaico** denominato "**VILLALBA II**" nel Comune di Villalba (CL) in località c.da Belici snc.

L'area su cui insisterà l'impianto è di circa 62,39 ha. Si parla di *impianto agrofotovoltaico* in quanto il progetto associa alla produzione di energia elettrica, la coltivazione agricola tra le file dei moduli. Nello specifico, per l'impianto in esame si è scelto di coltivare *specie ortive quale il pomodoro siccagno* e *specie officinali quale la aloe*.

L'impianto, con **potenza nominale** pari a **33.711,51 kWp**, sarà allacciato (come previsto dal Preventivo di connessione alla rete AT di TERNA, Codice rintracciabilità: 202101499) alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante elettrodotto AT interrato che a partire dall'area dell'impianto fotovoltaico raggiungerà la stazione elettrica (SE) di TERNA di nuova realizzazione (coordinate geografiche: Lat. 37°35'43.01"N, Long. 13°54'7.26"E) che sorgerà in prossimità dell'impianto.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede la connessione della centrale fotovoltaica tramite connessione in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi - Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

L'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale fotovoltaica alla nuova stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

L'impianto sarà costituito da quattro sottoimpianti dei quali a seguire si riportano le caratteristiche principali:

- **Sottoimpianto 1:**
 - Coordinate: 37°38'4.06" N – 13°53'51.70" E
 - Potenza: 2.412,62 kW
 - Area di layout: 3,74 ha
- **Sottoimpianto 2:**
 - Coordinate: 37°37'50.65" N – 13°54'1.89" E
 - Potenza: 14.320,11 kW
 - Area di layout: 16,882 ha
- **Sottoimpianto 3:**
 - Coordinate: 37°37'47.75" N – 13°53'52.66" E



- Potenza: 5.019,42 kW
- Area di layout: 7,808 ha
-

➤ **Sottoimpianto 4:**

- Coordinate: 37°37'32.05" N – 13°53'37.98" E
- Potenza: 11.959,36 kW
- Area di layout: 13,629 ha

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, nonché, la compatibilità ambientale del progetto rivolto all'utilizzo delle risorse del sole quale energia pulita, che riduce le emissioni di sostanze nocive responsabili del degrado ambientale, in rapporto ai vincoli ambientali, paesaggistici, storici, archeologici insistenti sul sito o in sua prossimità.

La Società proponente intende realizzare l'impianto fotovoltaico in oggetto, ponendosi come obiettivo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile coerentemente agli indirizzi stabiliti in ambito nazionale e internazionale, volti alla riduzione delle emissioni dei gas serra ed alla promozione di un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario.

Per la redazione del presente lavoro si sono presi in considerazione i diversi fattori inerenti all'attività prevista, mettendoli a confronto con gli elementi ambientali primari, seguendo le indicazioni della normativa vigente.

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

DATI GENERALI DI PROGETTO	
Luogo di installazione	Comune di Villalba (CL)
Denominazione impianto	VILLALBA II
Potenza nominale (kW)	33.711,51
Informazioni generali del sito	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso
Connessione alla RTN	Cavidotto interrato in AT a 36 KV
Coordinate impianto agrofotovoltaico (punto baricentrico rispetto ai 4 sottoimpianti)	37°37'48.42" N, 13°53'55.30" E
Coordinate SSE Utente (stallo a 36 KV)	37°35'26.67" N, 14° 2'44.60" E
Coordinate SE Terna	37°35'26.67" N, 14° 2'44.60" E

Tabella 1 - Dati generali di progetto



Figura 1 - Inquadramento area di progetto su ortofoto

1.1 Agrofotovoltaico

I sistemi agro-fotovoltaici costituiscono un approccio strategico e innovativo per combinare il solare fotovoltaico (FV) con la produzione agricola e/o l'allevamento zootecnico e per il recupero delle aree marginali. La sinergia tra modelli di agricoltura 4.0 e l'installazione di pannelli fotovoltaici di ultima generazione potrà garantire una serie di vantaggi a partire dall'ottimizzazione del raccolto e della produzione zootecnica, sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo, con conseguente aumento della redditività e dell'occupazione. La Missione 2, Componente 2, del PNRR ha come obiettivo principale l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte. Il piano nazionale mira alla produzione di energia rinnovabile in maniera sostenibile e in armonia con il territorio, puntando all'impiego di mezzi agricoli elettrici.

È necessario dunque effettuare una progettazione che coniughi in maniera sinergica la produzione di energia elettrica e la scelta della coltura e/o del sistema di allevamento in funzione del design impiantistico dell'impianto fotovoltaico: tipologia di pannello da inserire (altezza da terra, caratteristiche, inseguitore,



ecc.); tipo di coltura da utilizzare comprensivo di una meccanizzazione sostenibile e idonea al design, al mantenimento e alle cure fitosanitarie.

L'impianto agro-fotovoltaico "VILLALBA II" dunque si inquadra perfettamente con la *nuova vision* europea e nazionale.

Per la corretta integrazione fra impianto fotovoltaico e produzione agricola si è fatto riferimento alla Linea Guida degli impianti Agrivoltaici pubblicata dal MITE a Giugno 2022.

1.2 Il Proponente

La società proponente il progetto è la **BEE VILLALBA S.r.l.** con sede in Strada Anello Nord n. 25, 39031 nel Comune di Brunico (BZ), codice fiscale e Partita IVA 10913070966, del **Gruppo Blue Elephant Energy AG**.

Il colosso tedesco **Blue Elephant Energy AG** acquisisce e gestisce parchi solari ed eolici (onshore) in otto paesi, con particolare attenzione all'Europa occidentale e centrale. Da quando BEE è stata fondata nel 2016, è stato creato un portafoglio di 1.278 MWp. Con una capacità di oltre 600 MWp. Più del 70% della capacità di generazione è costituita da parchi solari. I parchi solari ed eolici danno un contributo sostanziale all'approvvigionamento energetico sostenibile e alla protezione del clima. Entro la fine del 2020, il BEE aveva risparmiato 956.419 t di CO₂ e fornito energia pulita a 711.028 famiglie.

Con gli stessi obiettivi la BEE VILLALBA ha deciso di realizzare l'impianto di cui trattasi. Tra le attività della società infatti si ha anche lo sviluppo, progettazione, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energie rinnovabili nonché la realizzazione e gestione di linee di trasporto di energia elettrica e di sottostazioni elettriche.

Il gruppo di lavoro è costituito dai seguenti professionisti:

- Agr. Dott. Nat. Giuseppe Filiberto – Agro-Ecologo, iscritto nel Registro Nazionale ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) dei Consulenti e Revisori Ambientali EMAS al n. PA0005 e al Collegio degli Agrotecnici e Agrotecnici Laureati della Provincia di Palermo al n.507, nella qualità di Amministratore della Green Future S.r.l. e di coordinatore del gruppo di lavoro;
- Ing. Alessio Furlotti – Ingegnere Ambientale iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Palermo Sez. A settore Civile Ambientale, industriale e dell'informazione al n° 7107, nella qualità di Direttore Tecnico della Green Future Srl e di progettista;
- Arch. Giovanna Filiberto – Pianificatore territoriale e ambientale;
- Ing. Ilaria Vinci – Ingegnere Ambientale, iscritta all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Palermo Sez. A settore Civile Ambientale al n° 9495.



- Ing. Daniela Chifari – Dott. In Ingegneria Edile e Architettura
- Ing. Fabiana Marchese – Ingegnere Chimico Ambientale, e Dottoranda in Gestione e Analisi Ambientale.

2 ITER AUTORIZZATIVO

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

2.1 Autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il D. Lgs. 16 giugno 2017, n.104 in attuazione della direttiva 2014/52/Ue, ha apportato sostanziali modifiche al titolo III della parte seconda del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 introducendo, in particolare la procedura del **Provvedimento Unico Ambientale (PUA)** definita dall'art. 27, come la procedura che, partendo dall'istanza per la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA), art. 23 comma 1, si preme di raccogliere in conferenza dei servizi tutti i titoli che si rendono, comunque, necessari per la realizzazione e l'esercizio di un progetto.

Il PUA è un procedimento che viene avviato nel caso di progetti che devono essere sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale.

L'autorità competente entro quindici giorni dalla presentazione dell'istanza verifica l'avvenuto pagamento degli oneri dovuti e comunica per via telematica alle amministrazioni e agli enti interessati l'avvenuta pubblicazione della documentazione nel sito web. Entro trenta giorni dalla pubblicazione della documentazione, l'autorità competente, nonché le amministrazioni e gli enti interessati, verificano l'adeguatezza e la completezza della documentazione.

Successivamente a tale verifica o alle eventuali integrazioni, viene pubblicato sul sito web l'avviso al pubblico di cui all'articolo 23 del d.lgs. 152/2006. Tale forma di pubblicità tiene luogo alla comunicazione di avvio del procedimento di cui agli articoli 7 e 8, commi 3 e 4 della legge 7 agosto 1990 n. 241.

Dalla pubblicazione dell'avviso decorre il termine di sessanta giorni per la consultazione pubblica.

L'autorità competente gestisce il procedimento avvalendosi della conferenza di servizi che si svolge secondo le modalità di cui all'articolo 14-ter, commi 1,3,4,5,6 e 7 della l. 241/1990.



2.2 Disposizioni legislative in materia di impatto ambientale

La valutazione d'impatto ambientale riguarda i progetti che possono avere impatti significativi e negativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale (D. Lgs. 152/2006, art. 6, comma 5). È una procedura tecnico-amministrativa che ha lo scopo di individuare, descrivere e valutare, in via preventiva alla realizzazione delle opere, gli effetti sull'ambiente, sulla salute e benessere umano di determinati progetti pubblici o privati, nonché di identificare le misure atte a prevenire, eliminare o rendere minimi gli impatti negativi sull'ambiente, prima che questi si verifichino effettivamente.

L'attuazione della procedura di V.I.A. mira dunque a:

- proteggere e migliorare la qualità della vita;
- mantenere integra la capacità riproduttiva degli ecosistemi e delle risorse;
- salvaguardare la molteplicità delle specie;
- promuovere l'uso di risorse rinnovabili;
- garantire l'uso plurimo delle risorse.

Sono sottoposti a VIA secondo le disposizioni delle leggi regionali, i progetti di cui all'allegato III (assoggettati a procedura di VIA regionale) e all'allegato IV (progetti da sottoporre obbligatoriamente a procedura di verifica per l'assoggettamento a VIA - screening) del D. Lgs. 152/06.

Il presente progetto ricade tra quelli sottoposti a Verifica di Assoggettabilità a VIA, così come previsto dall'allegato IV alla Parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e ss.mm. e ii. che alla lettera 2.b recita: ***"impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW.***

Essendo tale impianto di potenza superiore a 1 MW, il proponente ritiene opportuno, data l'estensione e la potenza dell'impianto proposto e la necessità di fornire uno studio completo e approfondito degli impatti ambientali ad esso connessi, di sottoporre il progetto volontariamente alla procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale.

Il proponente quindi intende attivare il nuovo **Procedimento Unico Ambientale P.U.A.** (ai sensi dell'art. 27 del D. Lgs. 152/2006, così come modificato dal D.lgs. 104/2017), senza previo espletamento della procedura di Verifica di Assoggettabilità a VIA.

La procedura P.U.A. riunisce in un unico atto il rilascio di ogni altra autorizzazione, intesa, parere, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale e comprende e sostituisce ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta o atti di assenso in materia ambientale richiesti per la realizzazione e l'esercizio di un progetto. Essa si esperisce nelle medesime modalità della V.I.A. "Ordinaria" ai sensi dell'art. 23, ma con una fase istruttoria più articolata per poter consentire l'acquisizione di tutte le autorizzazioni "ambientali" che verranno ricomprese nel provvedimento finale.



Inoltre, come riportato nella premessa, al fine di rendere l'opera in oggetto maggiormente coerente con le esigenze normative, protese verso una transizione energetica che sappia bene interpretare le caratteristiche paesaggistiche, ambientali e sociali dell'area di inserimento, e pertanto in grado di apportare la minima interferenza con il contesto territoriale, l'impianto in oggetto sarà realizzato in **agrofotovoltaico** (o agri-voltaico), in aderenza a quanto definito dalla LEGGE 29 luglio 2021 n. 108: *“impianti che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione”*.

3 NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i.

Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei suoi componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

I riferimenti normativi riportati di seguito possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

Inoltre per garantire la corretta integrazione fra impianto fotovoltaico e produzione agricola si è fatto riferimento alla Linea Guida degli impianti “Agrivoltaici” pubblicata dal MITE a Giugno 2022.

3.1 Leggi e decreti

- D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547 “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”.
- Legge 1° marzo 1968, n. 186 “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici”.
- Legge 5 novembre 1971, N. 1086 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”.
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche”.



- Legge 18 ottobre 1977, n. 791 "Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (n° 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione".
- Legge 5 marzo 1990, n.46 "Norme tecniche per la sicurezza degli impianti". Abrogata dall'entrata in vigore del D.M n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16.
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 "Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza".
- D.L. 19 settembre 1994, n. 626 e ss.mm.ii "Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro".
- D.M. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 "Istruzioni per l'applicazione del D.L. 16 gennaio 1996".
- D.L. del Governo n° 242 del 19/03/1996 "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro".
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993".
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 "Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione".
- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".
- D.M. 11 novembre 1999 "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79".
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".
- D.L. 29 dicembre 2003, n.387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d'energia".
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri



generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».

- D.M. 14/09/05 "Testo unico norme tecniche per le costruzioni".
- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni.
- D.M. 28 luglio 2005 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare".
- D.M. 6 febbraio 2006 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare".
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387".
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17 "Norme per la sicurezza degli impianti".
- D.lgs. 22 gennaio 2008, n. 37 "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici".
- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro".

3.2 Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 - Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.
- Delibera 281/05 - Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore a 1KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06 - Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.
- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 - Intimazione alle imprese distributrici a adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 - Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 88/07 - Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.



- Delibera n. 90/07 - Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 280/07 - Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08 - Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 119/08 - Disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

3.3 Norme

3.3.1 Criteri di progetto e documentazione

- CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici";
- CEI EN 60445: "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico".

3.3.2 Sicurezza elettrica

- CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".
- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua".
- CEI 64-12: "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario".
- CEI 64-14: "Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori".
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): "Gradi di protezione degli involucri (codice IP)".
- CEI 64-57: "Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita".
- CEI EN 61140: "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".



3.3.3 Fotovoltaico

- CEI EN 60891 (82-5) "Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento".
- CEI EN 60904-1 (82-1) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione".
- CEI EN 60904-2 (82-1) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento".
- CEI EN 60904-3 (82-3) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento".
- CEI EN 61173 (82-4) "Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida".
- CEI EN 61215 (82-8) "Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo".
- CEI EN 61277 (82-17) "Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida".
- CEI EN 61345 (82-14) "Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)".
- CEI EN 61701 (82-18) "Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)".
- CEI EN 61724 (82-15) "Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati".
- CEI EN 61727 (82-9) "Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete".
- CEI EN 61730-1 (82-27) "Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione".
- CEI EN 61730-2 "Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove".
- CEI EN 61829 (82-16) "Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V".
- CEI EN 62093 (82-24) "Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali".

3.3.4 Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)".
- CEI EN 60439-3 (17-13/3) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di



protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD”.

- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”.

3.3.5 Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti

- Codice di trasmissione e dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete ex. Art.1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004 che disciplina i criteri, le modalità e le condizioni per l’unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e relativi allegati.
- Allegato A.68 al Codice di Rete Nazionale: “Centrali fotovoltaiche: Condizioni generali di connessione alle reti AT sistemi di protezione regolazione e controllo”.
- CEI 0-16 ed. II “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 11-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”.
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.
- CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria”.
- CEI 11-20, V1 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante”.
- CEI EN 50110-1 (11-40) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2003-03)”.

3.3.6 Cavi, cavidotti ed accessori

- CEI 20-19/1 “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-19/4 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”.
- CEI 20-19/10 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”.
- CEI 20-19/11 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”.
- CEI 20-19/12 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”.



- CEI 20-19/13 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi".
- CEI 20-19/14 "Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità".
- CEI 20-19/16 "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all'acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente".
- CEI 20-20/1 "Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI 20-20/3 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa".
- CEI 20-20/4 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa".
- CEI 20-20/5 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili".
- CEI 20-20/9 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura".
- CEI 20-20/12 "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore".
- CEI 20-20/14 "Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni".
- CEI-UNEL 35024-1 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516".
- CEI-UNEL 35026 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777".
- CEI 20-40 "Guida per l'uso di cavi a bassa tensione".
- CEI 20-67 "Guida per l'uso dei cavi 0,6/1kV".
- CEI EN 50086-1 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali".
- CEI EN 50086-2-1 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori".
- CEI EN 50086-2-2 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori".



- CEI EN 50086-2-3 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori".
- CEI EN 50086-2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati".
- CEI EN 60423 (23-26) "Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori".

3.3.7 Conversione della potenza

- CEI 22-2 "Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione".
- CEI EN 60146-1-1 (22-7) "Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali".
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) "Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori".
- CEI UNI EN 455510-2-4 "Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza".

3.3.8 Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI 81-3 "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico".
- CEI 81-4 "Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine";
- CEI 81-8 "Guida d'applicazione all'utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione".
- CEI 81-10 "Protezione contro i fulmini".
- CEI EN 50164-1 (81-5) "Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione".
- CEI EN 61643-11 (37-8) "Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove".
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Principi generali".
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio".
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone".
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture".



3.3.9 Dispositivi di potenza

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata".
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) "Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici".

3.3.10 Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 "Guida alle norme generiche EMC".
- CEI EN 50081-1 (110-7) "Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera".
- CEI EN 50082-1 (110-8) "Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera".
- CEI EN 50263 (95-9) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione".
- CEI EN 60555-1 (77-2) "Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni".
- CEI EN 61000-2-2 (110-10) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione".
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)".
- CEI EN 61000-3-3 (110-28) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A".

3.3.11 Energia solare

- UNI 8477 "Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".
- UNI EN ISO 9488 "Energia solare – Vocabolario".
- UNI 10349 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici".

3.3.12 Altri documenti

- UNI/ISO e CNR UNI 10011 "Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)".



3.4 Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici

- Decreto del 29.05.08 "Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell'induzione magnetica".
- DM del 29.5.2008 "Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", G.U. 7 marzo 2001, n.55.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 "Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti", G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 "Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno", G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee aeree esterne" (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, "Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne".
- CEI 106-12 2006-05 "Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT".
- CEI 106-11 2006-02 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo"
- CEI 11-17 1997-07 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 211-6 2001-01 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana".
- CEI 211-4 1996-12 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche".
- CEI 11-60 2000-07 "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne".



4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'area interessata dal progetto dell'impianto agrofotovoltaico "VILLALBA II" si trova nella Sicilia centro-settentrionale a sud-est del territorio del comune di Villalba (CL).

L'inquadramento cartografico di riferimento comprende:

- Carta d'Italia dell'Istituto Geografico Militare in scala 1:25.000: Tavoletta "Villalba" (Foglio 267, quadrante I, orientamento N.E.);
- Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000:
 - CTR n. 621150

L'area di impianto e le zone limitrofe sono contraddistinte da un territorio subcollinare

Come punto di riferimento per le coordinate geografiche si è scelto un punto baricentrico rispetto ai quattro sottoimpianti, che risulta individuata con Latitudine 37°37'48.42" N – Longitudine 14°1'23.79" E. Da un punto di vista geomorfologico l'area si presenta ad una quota media di 450 m s.l.m.. Tale area è riportata al Nuovo Catasto Terreni della Provincia di Caltanissetta – Comune di Villalba - con destinazione urbanistica "Zona Agricola – E".

L'impianto "VILLALBA II" interessa le seguenti particelle catastali:

Foglio	Particella	Superficie catastale (ha)
53	301	3,740
	10	5,743
56	14	1,297
	84	5,77
	85	2,216
	112	1,592
	113	3,272
	114	8,138
	131	1,936
	132	4,552
	133	2,563
	886	6,3948
	125	0,389
	127	0,14
	116	0,84
	15	4,444
	91	2,978
	124	0,88
118	0,752	
58	8	0,376
	92	0,072
	93	0,16
	76	2,727
	75	1,456



Tot.	62,3931
------	---------

Tabella 2 - Dati catastali area di impianto

Le opere di connessione interessano i seguenti fogli catastali:

Comune	FOGLIO	PART.
Villalba	53	281,282,293,294
Villalba	53	301

Tabella 3 - Dati catastali linea di connessione

Le superfici dell'area di impianto saranno così distinte:

TIPOLOGIA SUPERFICIE	SUPERFICIE [m ²]	SUPERFICIE [ha]
Superficie complessiva del sito (sup. catastale)	623.931	62,39
Superficie destinata all'impianto fotovoltaico (layout)	420.596	42,06
Superficie destinata alla viabilità	23.178	2,32
Superficie destinata alle opere di servizio (cabine)	3.049	0,30
Totale aree moduli fotovoltaici (sup. pannellata)	139.132	13,91
Area inerbimento	186.390	18,64
Area fascia arborea perimetrale	66.423	6,64
Area apicoltura	2.681	0,27
Area seminativo	13.109	1,31
Area coltivazione Aloe	72.992	7,30
Area coltivazione Pomodoro siccagno	40.109	4,01
Area verde totale	379.023	37,90

Tabella 4 - Distribuzione delle superfici



VERIFICA PARAMETRI LINEE GUIDA MITE	
$S_{agricola} \geq 0,7 \times S_{tot}$	59,77 ha > 29,4 ha
LAOR [Sup. ingombro pannelli / Sup. tot. ≤ 40 %]	33,08%

Tabella 5 - Verifica parametri Linee Guida MITE impianto agrofotovoltaico Villalba II

La tabella mostra che la superficie occupata dal campo fotovoltaico (pannelli, strutture, piazzole cabine e viabilità), pari a circa 16,54 ha è di gran lunga inferiore alla superficie destinata alla coltivazione fra le file e alla superficie della fascia arborea perimetrale pari 17,95 ha. Ad essa, si aggiungono le aree destinate all'apicoltura, seminativo, nonché all'inerbimento per ulteriori 20,22 ha.

Da quanto riportato, dunque, si può evincere come il layout proposto consentirà il recupero di cospicue superfici non occupate dalle strutture fotovoltaiche, e ciò al fine di poter correttamente bilanciare l'attività agronomica e l'attività fotovoltaica del sito in oggetto, realizzando lo scopo congiunto di sviluppare energia rinnovabile ottenendo nel contempo una significativa produzione agricola. In particolare, le attività agronomiche esercitate in impianto saranno le seguenti:

- coltivazione di **colture ortive** (*pomodoro siccagno*) e **specie officinali** (*aloe*) nelle aree ricavate tra i filari;
- piantumazione di ulivi nelle aree perimetrali;
- predisposizione di nuova area da destinare all'attività di apicoltura;
- opere di inerimento;
- Coltura seminativa.

Per l'approfondimento di tali attività si rimanda all'elaborato "Relazione agronomica".

I centri abitati più vicini alle opere in progetto sono Marianopoli che dista (in linea d'aria) circa 3,3 km in direzione sud-est e Villalba che dista (in linea d'aria) circa 5 km in direzione ovest.

Le linee stradali principale prossime al sito di impianto è:

- SS121 e SP 231

Siti di interesse naturalistico e loro distanza (in linea d'aria) dalle opere in progetto:

- ZSC ITA050009 Rupe di Marianopoli (3,18 km in direzione sud- sud est);
- ZSC ITA050005 Lago Sfondato (5,32 km in direzione sud est);
- ZPS ITA 050006 Monte Conca (circa 16,20 km in direzione sud ovest);
- IBA 164 Madonie (circa 19,60 km in direzione nord).



Le caratteristiche principali che hanno determinato l'individuazione del sito prescelto per l'ubicazione del progetto sono state principalmente le seguenti:

- Area subcollinare;
- assenza di impatto su aria, acqua, terra e paesaggio agricolo circostante.
- l'orientamento geografico e le caratteristiche orografiche del sito costituito da una morfologia del terreno tale da consentire di ottenere le migliori condizioni in termini di irraggiamento solare e funzionalità;
- le aree non sono contraddistinte da vincoli particolari, di qualsiasi natura, così che l'impianto non pregiudicherà le attività umane e naturali esistenti e in corso di sviluppo sul territorio circostante;
- il sito in cui sorgerà l'impianto sarà servito da strade di accesso che ne renderanno agevole la costruzione, la gestione e la manutenzione.

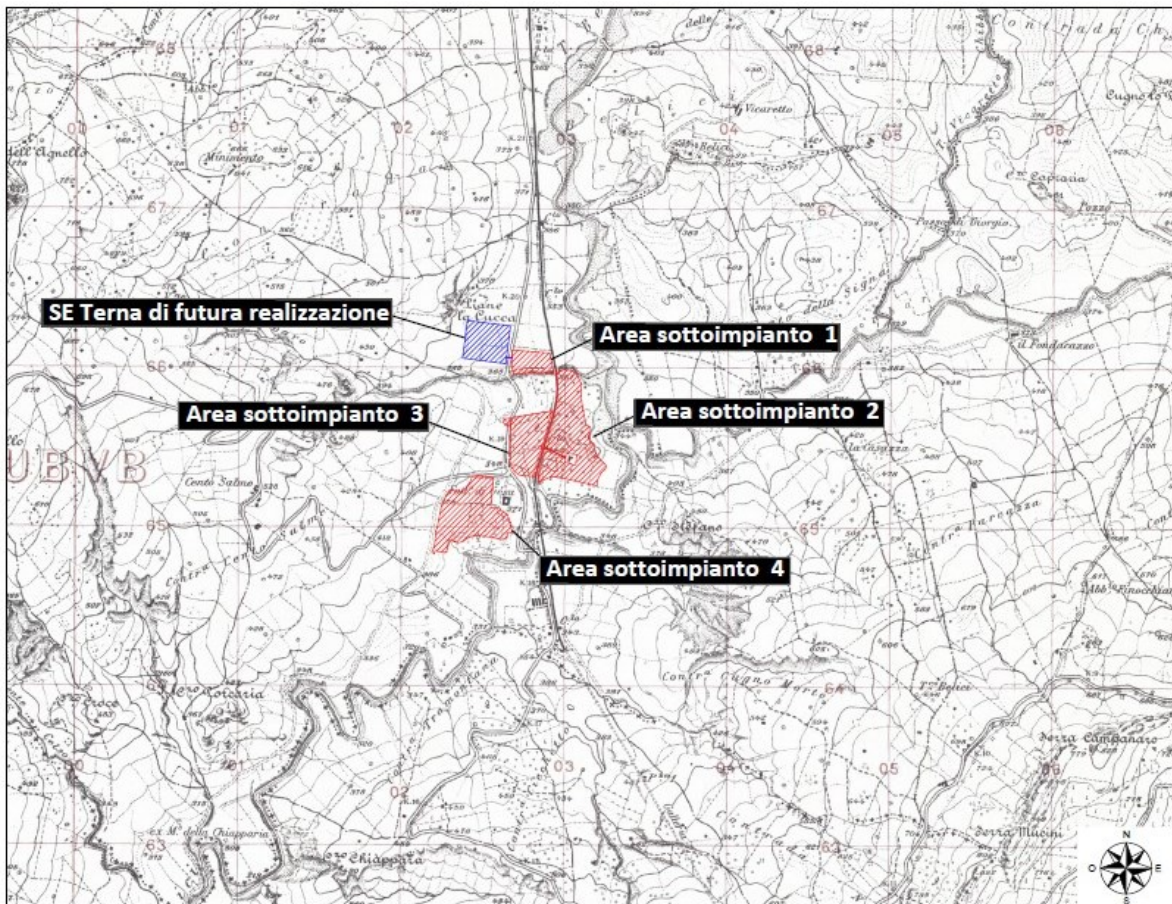


Figura 2 – Inquadramento territoriale su stralcio I.G.M. (tavoleta 267, quadrante I, sez. N.E.)



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18

Rev. 00

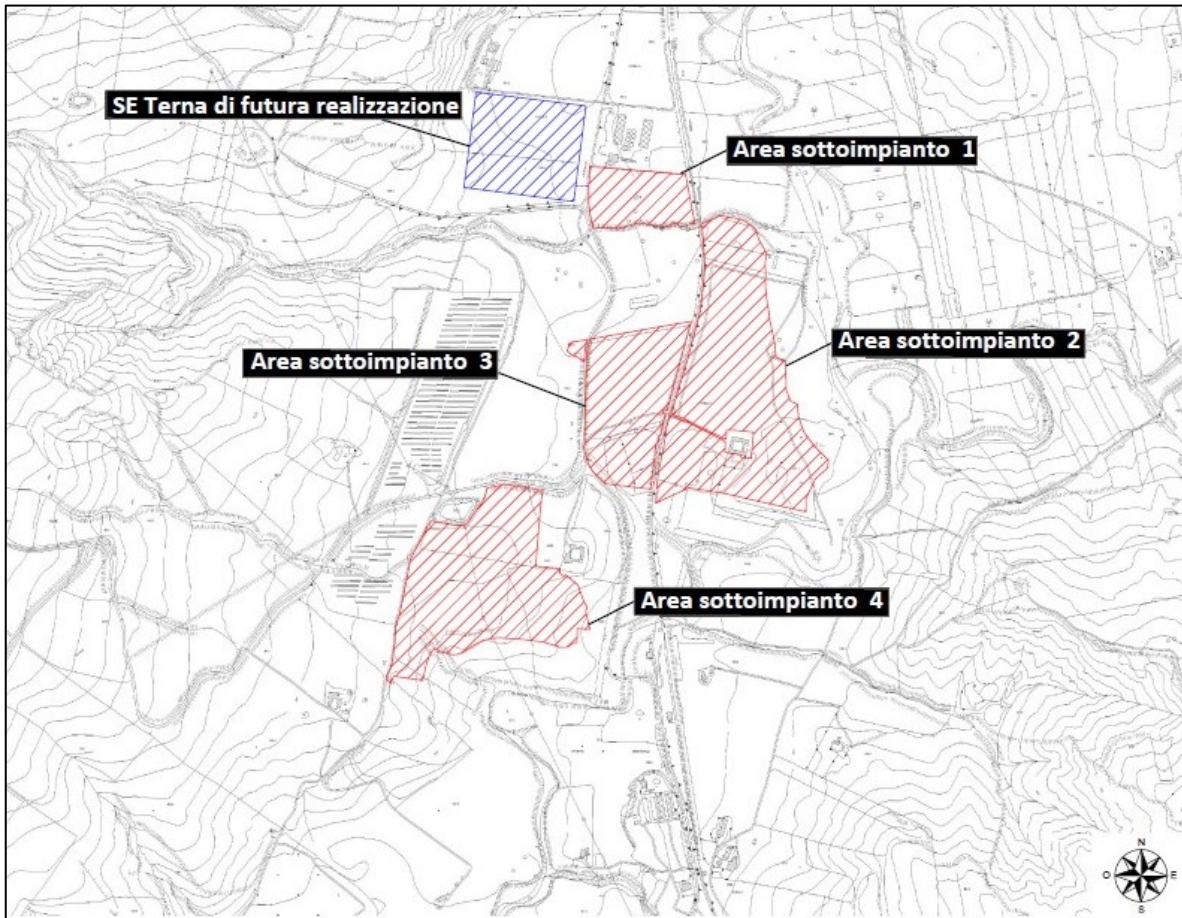


Figura 3 - Inquadramento territoriale su stralcio C.T.R. n. 621150



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18

Rev. 00

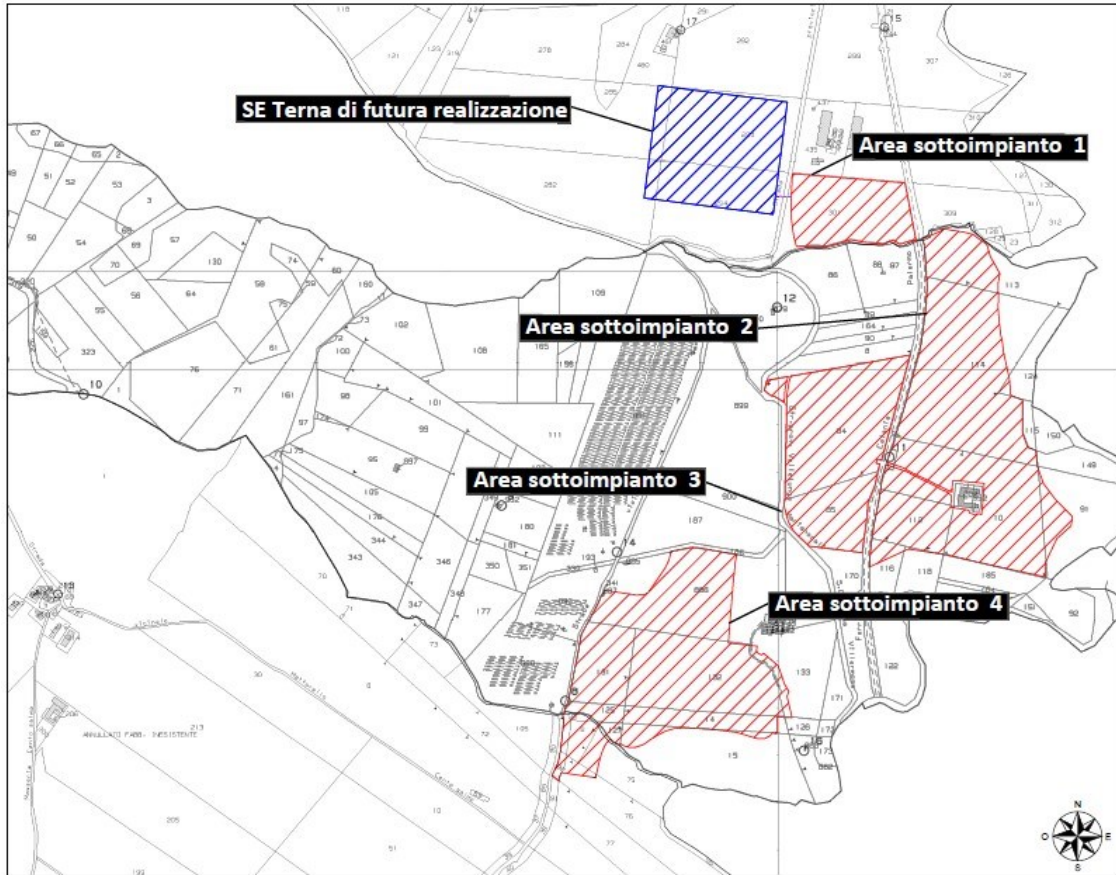


Figura 4 – Inquadramento territoriale su mappa catastale



5 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

5.1 Il fotovoltaico in Italia

A seguire i dati statistici delle installazioni di impianti fotovoltaici in esercizio sul territorio italiano alla fine del 2020 estratti dal "Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2020" pubblicato dal GSE.

Nel corso del 2020 sono stati installati in Italia circa 750 MW di impianti fotovoltaici, in gran parte aderenti al meccanismo di promozione denominato Scambio sul Posto gestito dal GSE (57% circa); alla fine dell'anno la potenza installata complessiva ammonta a 21.650 MW, per un incremento rispetto al 2019 pari a +3,8%. La produzione registrata nell'anno è pari a 24.942 GWh, in aumento rispetto al 2019 (+5,3%) principalmente per migliori condizioni di irraggiamento.

Al 31 dicembre 2020 risultano installati in Italia 935.838 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 21.650 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 92% circa del totale in termini di numero e il 22% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 23,1 kW.

Classi di potenza (kW)	Impianti installati al 31/12/2019		Impianti installati al 31/12/2020		Var % 2020/2019	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1<=P<=3	297.410	803,6	312.196	838,7	5,0	4,4
3<P<=20	514.162	3.675,5	552.571	3.911,6	7,5	6,4
20<P<=200	56.302	4.403,3	58.542	4.585,5	4,0	4,1
200<P<=1.000	11.066	7.504,4	11.361	7.651,6	2,7	2,0
1.000<P<=5.000	953	2.347,1	963	2.371,2	1,0	1,0
P>5.000	197	2.131,5	205	2.291,5	4,1	7,5
Totale	880.090	20.865,3	935.838	21.650,0	6,3	3,8

Tabella 6 – Impianti Fotovoltaici installati in Italia nel 2020 divisi per fasce di potenza.

In termini assoluti, la potenza complessiva installata nel corso del 2020 (749 MW) è pressoché identica rispetto a quella dell'anno precedente (751 MW); la crisi pandemica da Covid-19 ne ha tuttavia alterato in misura evidente i tempi di entrata in esercizio, a causa delle norme restrittive applicate sul territorio nazionale (si osservi ad esempio il forte rallentamento rilevato nel mese di aprile). Nei mesi centrali, a seguito delle graduali riaperture nazionali alle attività economiche, l'andamento generale delle installazioni di pannelli solari è notevolmente migliorato, sino a raggiungere, nel mese di giugno, livelli di potenza installata superiori ai 120 MW.

La mappa successiva riporta la distribuzione della produzione nazionale di energia elettrica da impianti fotovoltaici nel 2020 tra le regioni. La Puglia, con 3.839,2 GWh, è la regione con la maggiore produzione (15,4% del totale); seguono Lombardia con il 9,8% ed Emilia-Romagna con il 9,6%. Valle d'Aosta e Liguria



sono invece le regioni con minore produzione da fotovoltaico (rispettivamente 0,1% e 0,5% del totale nazionale).

Distribuzione regionale della produzione nel 2021



Figura 5 - Solare Fotovoltaico – Quota regionale della produzione sul totale nazionale (2021)

5.2 Produzione attesa

La producibilità di un impianto dipende da svariati fattori quali la latitudine del sito di installazione, nonché la radiazione solare media annuale, le caratteristiche di ombreggiamento del luogo di installazione, il rendimento totale dell'impianto, l'inclinazione e orientamento dei moduli, la potenza dei moduli.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione va verificata utilizzando i dati relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale. Per il sito in oggetto, è verificata utilizzando i dati di irraggiamento resi disponibili, per il comune di installazione, dal portale web PVGIS.



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18

Rev. 00

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di Villalba (CL), si è scelto infatti un punto baricentrico di tutte le aree interessate dall'impianto che ricade nel territorio di Villalba, considerando i valori di altitudine, latitudine e longitudine, di tale punto si ricavano i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale delle due superfici, stimati sono riportati nel seguente grafico.

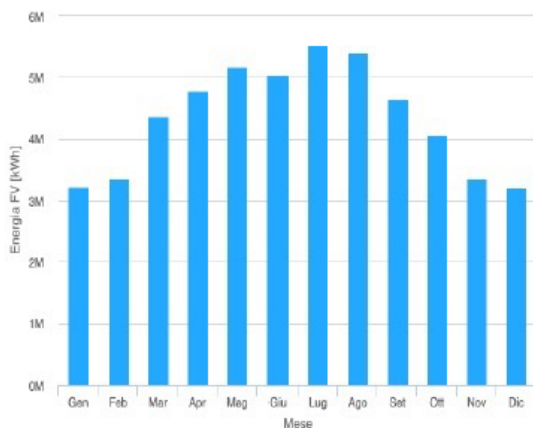
In dettaglio, l'impianto "VILLALBA II" produrrà **52.162,40 MWh** per anno di energia elettrica con moduli monocristallini montati su fissi.

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

Valori inseriti:	Output del calcolo	G
Latitudine/Longitudine: 37.629, 13.898	Angolo inclinazione: 35 °	
Orizzonte: Calcolato	Angolo orientamento: 0 °	
Database solare: PVGIS-SARAH2	Produzione annuale FV: 52162402.32 kWh	
Tecnologia FV: Silicio cristallino	Irraggiamento annuale: 1999.92 kWh/m ²	
FV installato: 33711.51 kWp	Variazione interannuale: 1549179.78 kWh	
Perdite di sistema: 14 %	Variazione di produzione a causa di:	
	Angolo d'incidenza: -2.69 %	
	Effetti spettrali: 0.81 %	
	Temperatura e irradianza bassa: -8.29 %	
	Perdite totali: -22.63 %	

Figura 6 - Stima di generazione (Fonte:PVGIS)

Energia prodotta dal sistema FV fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:



Figura 7 - Energia e Irraggiamento mensile

Le producibilità sono al netto di tutte le perdite, pertanto i risultati sono da intendersi come l'energia effettivamente consegnata alla RTN.

Sono stati considerati i seguenti fattori:



- radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici, che è legata alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici. Inoltre dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi;
- temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
- perdite di ombreggiamento ombre vicine (per esempio tracker) ed ombre lontane (orografia);
- perdite per basso irraggiamento (la tensione delle stringhe è minore della minima tensione di funzionamento dell'inverter);
- caratteristiche dei moduli fotovoltaici (perdite per qualità modulo e LID) e prestazioni delle stringhe fotovoltaiche;
- perdite per disaccoppiamento (o "mismatch");
- perdite ohmiche di cablaggio (cavi DC);
- perdite inverter (efficienza di conversione per superamento Pmax);
- perdite consumi ausiliari e di trasmissione energia (perdite ohmiche AC e trasformatori bt/MT e MT/AT);
- perdite per sporco sui moduli.

Valori inseriti Moduli su struttura fissa	
Coordinate impianto agrofotovoltaico (punto baricentrico rispetto ai 4 sottoimpianti)	37°37'48.42" N, 13°53'55.30" E
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	33.711,51
Perdite di sistema [%]:	14
Output del calcolo	
Angolo inclinazione [°]:	30
Angolo orientamento [°]:	0
Produzione annuale FV [kWh]:	52.162.402,32
Irraggiamento annuale [kWh/m ²]:	1999,92
Variazione interannuale [kWh]:	1549179,78
Angolo d'incidenza [%]:	-2,69
Effetti spettrali [%]:	0,81
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-8,29
Perdite totali [%]:	-22,63

Tabella 7 – Output calcolo producibilità sistema fisso.

5.2.1 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 sito in esame è soggetto a fenomeni di ombreggiamento da parte delle torri eoliche presenti in prossimità del sito e da parte dei tralicci e relativi elettrodotti aerei delle linee elettriche presenti. In via cautelativa, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,97, che corrisponde ad una perdita di produttività del 3%.

Di seguito il diagramma solare, relativo alla località oggetto dell'intervento. I diagrammi riportano le traiettorie del Sole (in termini di altezza e azimut solari) nell'arco di una giornata, per più giorni dell'anno. I giorni, uno per mese, sono scelti in modo che la declinazione solare del giorno coincida con quella media del mese. Nel riferimento polare, i raggi uniscono punti di uguale azimut, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°). Nel riferimento cartesiano, gli angoli azimutale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora: si tratta dell'ora solare vera, che differisce dal tempo medio scandito dagli usuali orologi.

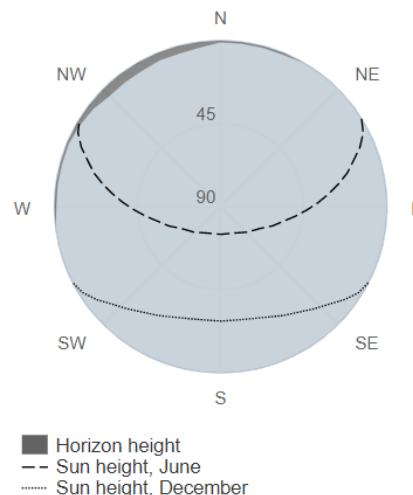


Figura 8 – Grafico dell'orizzonte

5.2.2 Albedo

Bisogna inoltre tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici (capacità di riflettere parte della luce incidente su una data superficie o materiale) della zona in cui è inserito l'impianto. Vengono pertanto definiti i valori medi mensili di albedo.

Per tenere conto del contributo di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, pari a **0,26** (terreni con vegetazione verde).



5.3 Criteri progettuali per il dimensionamento dell'impianto

Il criterio progettuale seguito è stato quello di cercare di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile e ridurre al minimo le perdite del sistema, nonché garantire e massimizzare la produzione agricola del sito.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto sono in silicio monocristallino, con una potenza di picco di **665 W** delle dimensioni pari a **2384 x 1303 x 35 mm tipo Trina Vertex**; i moduli ipotizzati sono di tipo **bifacciali** ad altissima efficienza e garantiscono un aumento della potenza di picco dal 5% al 15% grazie al surplus di potenza generato dalla parte retrostante dei moduli con un rendimento tra il 22,91% al 25%: questo garantisce a parità di superficie occupata una produzione più elevata rispetto ai moduli standard di stessa potenza.

I pannelli saranno disposti in gruppi di file parallele sul terreno, con una distanza tra le file calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. In considerazione della latitudine dell'area interessata dall'installazione.

Per i sistemi a struttura fissa l'inclinazione ottimale rispetto piano orizzontale dei moduli per la quale si massimizza il valore dell'energia solare radiante sul piano dei moduli, nell'intero anno, è di 30° (Tilt 30°), con Azimut 0°, cioè perfettamente orientati a sud.

I sistemi di conversione saranno di tipo centralizzato e distribuiti lungo il campo fotovoltaico.

Per quello che attiene la progettazione civile ed impiantistica, i criteri guida a base delle scelte progettuali sono stati quelli di:

- rendere il campo fotovoltaico il più possibile invisibile all'osservatore esterno;
- favorire la rimozione delle strutture in caso di dismissione dell'impianto;
- **massimizzare le sinergie produttive tra l'impianto fotovoltaico e la produzione agricola e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.**

I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usuali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatorie vigenti, **inoltre per la corretta integrazione fra impianto fotovoltaico e produzione agricola si è fatto riferimento alla Linea Guida degli impianti Agrivoltaici pubblicata dal MITE a Giugno 2022.**

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;



- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- 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 formula:

$$Perdite\ Tot\ [\%] = [1 - (1 - a - b) * (1 - c - d) * (1 - e) * (1 - f)] + g$$

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.

5.4 Descrizione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico è costituito complessivamente da n.ro 4 sottocampi così suddivisi:

- **Sottocampo 1:**
 - Coordinate: 37°38'4.06" N – 13°53'51.70" E
 - **Potenza: 2.412,62 kW**
 - Area di layout: 3,74 ha
- **Sottocampo 2:**
 - Coordinate: 37°37'50.65" N – 13°54'1.89" E
 - **Potenza: 14.320,11 kW**
 - Area di layout: 16,882 ha
- **Sottocampo 3:**
 - Coordinate: 37°37'47.75" N – 13°53'52.66" E
 - **Potenza: 5.019,42 kW**
 - Area di layout: 7,808 ha
- **Sottocampo 4:**
 - Coordinate: 37°37'32.05" N – 13°53'37.98" E
 - **Potenza: 11.959,36 kW**
 - Area di layout: 13,629 ha



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18 | Rev. 00

per un totale di n° **50.694 moduli**, suddivisivi in 4 sottocampi, per una potenza nominale complessiva dell'impianto di **33.711,51 kWp**.

Ogni sotto-impianto sarà suddiviso in sottocampi ognuno dotato da uno o più inverter centralizzati per la conversione della corrente continua in alternata; il parallelo delle stringhe sarà realizzato mediante quadri di campo. L'uscita AC di ogni gruppo di conversione afferisce ad un trasformatore per elevare la tensione da 0,6 kV a 30 kV.

L'energia prodotta sarà convogliata mediante cavidotti MT interrati che a partire dall'area dell'impianto fotovoltaico raggiungeranno la sottostazione elettrica utente dove, sarà elevata la tensione da 30kV a 36kV mediante un trasformatore da 40 MVA; il collegamento in antenna a 36 kV allo stallo della nuova stazione elettrica SE "Caltanissetta" di TERNA permetterà il collegamento alla RTN sulla linea "Chiaramonte Gulfi Ciminna".

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete "auto produttore" che della rete AT sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16.

Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete.

Per quanto concerne tutte le opere elettriche in sottostazione queste saranno realizzate nel rispetto delle norme CEI e dell'unificazione E-distribuzione.

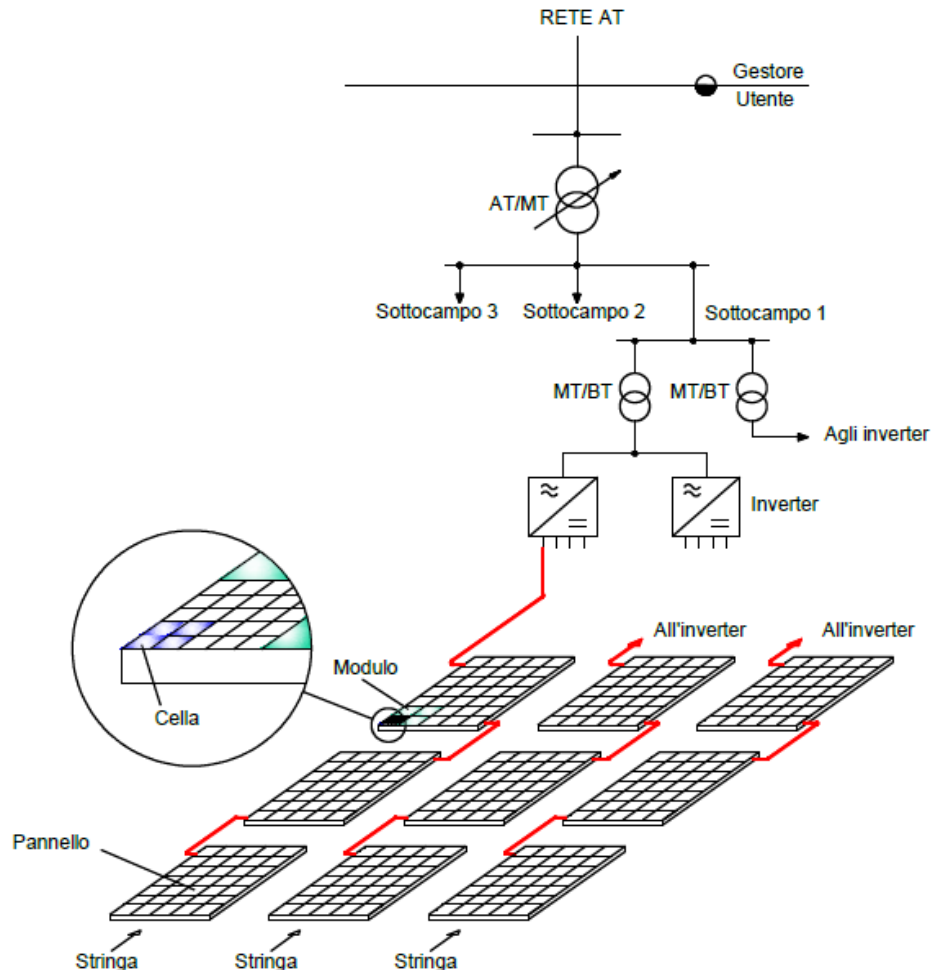


Figura 9: schema tipico della centrale Fotovoltaica

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto sono in silicio monocristallino di tipo bifacciali, con una potenza di picco di **665 W** delle dimensioni pari a **2384 x 1303 x 35 mm tipo Trina Vertex o similari**, per una superficie totale captante di circa **157.473 mq**. Gli stessi saranno disposti secondo gruppi di file parallele sul terreno, con una distanza tra le file calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante.

Per i sistemi a struttura fissa l'inclinazione ottimale rispetto piano orizzontale dei moduli per la quale si massimizza il valore dell'energia solare radiante sul piano dei moduli, nell'intero anno, è di **30° (Tilt 30°)**, con Azimut **0°**, cioè perfettamente orientati a sud.

Saranno previste strutture di 2 file di moduli, in particolare verranno installate:

- N.ro 73 strutture da 10+10 moduli per un totale di 1.460 moduli;
- N.ro 1.355 strutture da 15+15 moduli per un totale di 40.650 moduli;



- N.ro 103 strutture da 20+20 moduli per un totale di 4.120 moduli;
- N.ro 93 strutture da 24+24 moduli per un totale di 4.464 moduli.

I moduli che costituiscono il generatore fotovoltaico saranno installati su strutture con telai in acciaio zincato adeguatamente dimensionati e ancorati al terreno con un sistema di vitoni, infissi nel terreno. Pertanto non verranno eseguite opere in calcestruzzo per la realizzazione del campo FV.

La tipologia delle apparecchiature, in particolare la taglia dell'inverter e del trasformatore sarà in accordo a quanto indicato negli elaborati di progetto allegati, in conformità al dimensionamento dell'impianto.

Gli inverter utilizzati saranno del tipo centralizzato INGECON SUN 1600 FSK B da 1600 kW o similari combinati con delle stazioni inverter con trasformatore MT/BT incorporato, si prevede l'utilizzo di n.ro 10 stazioni inverter dotate di trasformatori BT/MT dotate di n.ro 2 inverter da 1600 kW ciascuna.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Relazione di calcolo elettrico e alla tavola Schema unifilare.

Nell'impianto saranno presenti:

- N. 3 cabine di smistamento MT/MT: cabine prefabbricate da 6700x2480x2610 mm.
Al loro interno saranno installate:
 - Quadri media tensione
 - Trasformatore ausiliario
 - Quadro Servizi Ausiliari
 - UPS
- N. 10 Stazioni Inverter dotate di trasformatore BT/MT: da 13400x4100x2610 mm;
Al loro interno saranno installate:
 - Quadri media tensione
 - Trasformatore MT/BT
 - Quadri BT
 - Trasformatore ausiliario
 - N. 1 – 2 inverter da 1800 kW o 1600 kW.
- N. 1 cabine di elevazione MT/AT: cabine prefabbricate da 6700x2480x2610 mm.
Al loro interno saranno installate:
 - Trasformatore MT/AT 30/36 KV da 40 MVA
 - Quadri media tensione
 - Trasformatore ausiliario
 - Quadro Servizi Ausiliari
 - UPS
 - Dispositivi di protezione



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18 | Rev. 00

Per ulteriori dettagli si rimanda alla tavola Particolari costruttivi Cabine elettriche.

Potenza	33.711,51 kWp
Numero di Inverter centralizzati da 1600 kW	20
Stazioni inverter MT/BT	10
Tipo di generazione	c.a. Trifase a 30 kV
Connessione alla rete	Trifase cavidotto interrato a 30 kV e cabina di trasformazione MT/AT 36/30 kV. Trifase cavidotto interrato a 36 kV connessa allo stallo a 36 kV all'interno della nuova SE TERNA 380/150/36 kV "Caltanissetta 380" di prossima realizzazione
Superficie dell'impianto (Area di Layout)	Circa 42 ha
Orientamento dell'impianto strutture fisse	0° a Sud
Inclinazione moduli strutture fisse	30°
Numero di moduli totali strutture fisse	50.694
Posizionamento	File parallele
Distanza tra le file Strutture fisse	3,50 m
Distanza di pitch Strutture fisse	7,8 m
Sistema di fissaggio	Sistema di fissaggio tramite struttura in acciaio zincato a caldo ancorata sul terreno per mezzo di vitoni in acciaio zincato a caldo
Numero totale di stringhe	1.558 stringhe da 28 moduli in serie, 272 stringhe da 26 moduli in serie

Tabella 8 Caratteristiche tecniche impianto



5.5 Caratteristiche tecniche dei componenti

5.5.1 Moduli Fotovoltaici

I moduli utilizzati sono monocristallini bifacciali tipo **Vertex Trina** o **similari** con potenza nominale di 665 Wp con celle fotovoltaiche in Silicio Monocristallino.

Tutti i moduli sono certificati secondo la norma CEI EN 61215 e IEC 61370, sono marchiati CE, e sono testati e certificati in classe I in base alla UNI 9177.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dei moduli scelti.

Caratteristiche tecniche	
Dimensioni modulo (mm)	2384x1303x35
Superficie modulo (mq)	3,10
Peso (kg)	38,7
Connettori	T4 o MC4-EVO2
Categoria di resistenza al fuoco	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)
Caratteristiche elettriche (Condizioni Standard)	
Potenza di picco	665 Wp
Corrente di corto circuito (Isc)	18,50 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	46,1 V
Tensione al punto di massima potenza (Vmp)	38,3 V
Corrente al punto di massima potenza (Imp)	17,39 A
Tensione massima di sistema	1500 V
Corrente massima di stringa	30A

Tabella 9 Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Schede tecniche.

Il modello di Moduli ed inverter verranno confermati durante le fasi di redazione del progetto esecutivo in relazione alla disponibilità dei fornitori.



5.5.2 Inverter

Dopo aver effettuato il dimensionamento elettrico dell'impianto si è scelto di utilizzare **n. 20 inverter centralizzati INGECON SUN 1600 FSK B da 1600 kW o similare**, combinati con delle stazioni inverter con trasformatore MT/BT incorporato, si prevede l'utilizzo di n.ro **10** stazioni inverter dotate di trasformatori BT/MT.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dell'inverter.



IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18 | Rev. 00

INGECON	SUN		Power Dual B Series 1,500 Vdc		
	2340 kVA DUAL INGECON® SUN 1170TL B450	2800 kVA DUAL INGECON® SUN 1400TL B540	3000 kVA DUAL INGECON® SUN 1500TL B578	3120 kVA DUAL INGECON® SUN 1560TL B600	3200 kVA DUAL INGECON® SUN 1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ¹⁾	2,314 - 3,040 kWp	2,778 - 3,648 kWp	2,974 - 3,904 kWp	3,086 - 4,052 kWp	3,164 - 4,154 kWp
Voltage Range MPP ²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A per power block				
N° Inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block up to 12 with the combiner box				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
Input protections					
Oversvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	2,338 kVA / 2,104 kVA	2,806 kVA / 2,525 kVA	3,004 kVA / 2,703 kVA	3,118 kVA / 2,806 kVA	3,196 kVA / 2,876 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	2,338 kVA / 2,070 kVA	2,806 kVA / 2,484 kVA	3,004 kVA / 2,660 kVA	3,118 kVA / 2,760 kVA	3,196 kVA / 2,830 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage ⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁶⁾	<3%				
Output protections					
Oversvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
Features					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	9,400 W (50 A)				
Stand-by or night consumption ⁷⁾	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
General Information					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1170TL B450	Two units of the INGECON® SUN 1400 B450	Two units of the INGECON® SUN 1500TL B578	Two units of the INGECON® SUN 1560TL B600	Two units of the INGECON® SUN 1600TL B615
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	External corrosion protection				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingecon's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<56 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62136, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), C99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorean Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16349, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Notes: ¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{dc}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ³⁾ Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures ⁴⁾ With the sand trap kit ⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁶⁾ For P₅₀>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Tabella 10 Caratteristiche tecniche dell'inverter 1600 kW

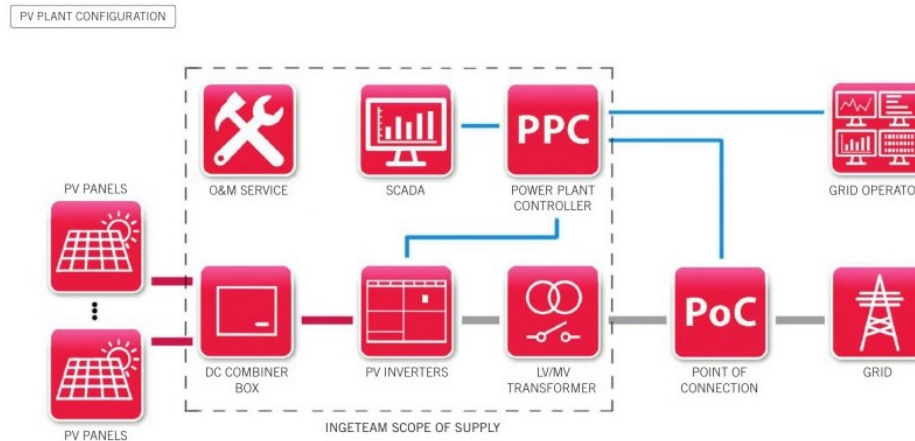
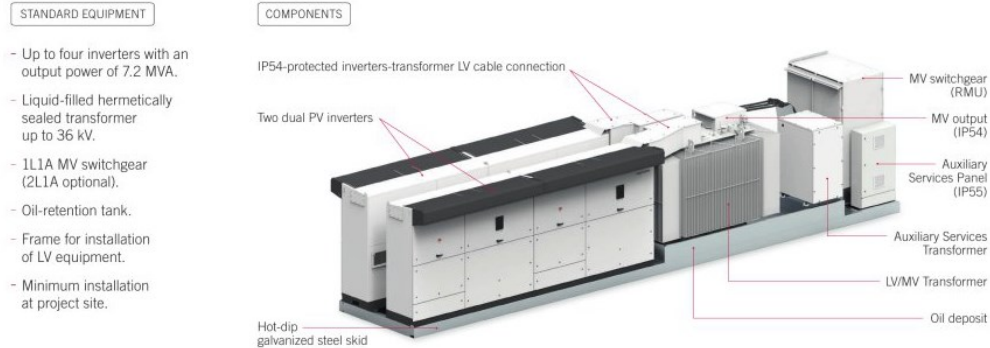


IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO "VILLALBA II"

RELAZIONE TECNICA GENERALE

VILLALBA_II_EL18

Rev. 00



	1800 FSK B Series	3600 FSK B Series	5400 FSK B Series	7200 FSK B Series
General data				
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Operating temperature range	from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%			
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 1,000 masl)			
LV / MV Transformer				
Medium voltage	From 20 kV up to 35 kV, 50-60 Hz			
Cooling system	ONAN			
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99.40%			
Protection degree	IP54			
MV Switchgear				
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40.5 kV			
Rated current	630 A			
Cooling system	Natural air ventilation			
Protection degree	IP54			
Equipment				
LV-AUX Switchgear	Standard version (optional monitoring system)			
LV / MV Transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear	1L1A cells (2L1A optional)			
Mechanical information				
Structure type	Hot dip galvanized steel skid			
Dimensions Full Skid (W x D x H)	8,570 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm
Full Skid	13 T	16 T	19 T	25 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			
<small>Notes: ⁽¹⁾ Maximum power calculated with the inverter model INGECON® SUN 1800TL B690. For other inverter models, please contact Ingeteam's Solar sales department. ⁽²⁾ For European installations, ECO design according to the EU 548/2014 and EU 2019/1783 standards.</small>				

Tabella 11 Caratteristiche tecniche delle power station



Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Schede tecniche.

Il modello di Moduli ed inverter verranno confermati durante le fasi di redazione del progetto esecutivo in relazione alla disponibilità dei fornitori.

5.5.3 Trasformatore BT/MT

Il progetto prevede l'installazione di N 10 Power station con n.ro 1 a 2 inverter DC/AC con trasformatori MT/BT aventi le seguenti dati caratteristiche tecniche:

Tipologia	sigillato in olio
Potenza nominale	1600/3200/4800 kVA
Frequenza nominale	Hz 50
Campo di regolazione tensione lato 30kV %	30 +/- 2x2,5 %
Tensione di corto circuito	6 Vcc%
Simbolo di collegamento	Dyn11

Tabella 12 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT

5.5.4 Componenti media tensione: QMT

5.5.4.1 Cabina di smistamento MT

All'interno delle cabine di smistamento saranno installati i quadri MT contenenti le apparecchiature elettromeccaniche necessarie per il funzionamento del sistema, il trasformatore connesso al quadro in BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari per il funzionamento della cabina, dotato di gruppo UPS, per garantire l'alimentazione in emergenza delle protezioni in conformità alla CEI 0-16.

Sui suddetti quadri saranno installati il sistema di protezione generale "SPG" e il sistema di protezione interfaccia "SPI" al quale è demandato il funzionamento del dispositivo generale "DG" e "DDI". I quadri e le apparecchiature di fornitura devono essere progettati, prodotti e testati in conformità con le norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) e IEC rispettivamente in vigore.

Il sistema di protezione generale "SPG" al quale è demandato il funzionamento del dispositivo generale "DG" è composto dai seguenti componenti:

- Relè di protezione 50-51-50N-67N, con relativa alimentazione;



- N° 3 trasformatori amperometrici TA per la protezione della massima corrente di fase, con caratteristiche 300/5A – 10VA – 5P30;
- N° 1 trasformatore di corrente TA toroidale per la protezione contro i guasti a terra, con caratteristiche 100/1A – 2VA – classe di precisione conforme alla CEI 0-16;
- N° 3 trasformatori di tensione TV fase-terra per la protezione direzionale con caratteristiche 50 VA – classe (0,5- 3P), fattore di tensione 1,9 per 30 s, valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7T, rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto uguale a 100V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT.

I quadri utente saranno equipaggiati con interruttori. Sezionatori, ed IMS isolati in gas SF6.

Le proprietà elettriche dei suddetti quadri sono:

- tensione nominale 36 kV;
- corrente nominale delle sbarre principali 400A - 630A
- corrente nominale ammissibile di breve durata 12,5 kA – 16 kA (1s)
- corrente termica nominale interruttori 400A - 630A
- corrente termica nominale sezionatori ed IMS 400A - 630A

Tali scomparti saranno equipaggiati in conformità alla CEI 0-16 e realizzati secondo la composizione modulare indicata nello schema elettrico unifilare.

I quadri di Media Tensione presenti nell'impianto verranno assemblato con scomparti unificati. Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche e meccaniche dei quadri:

Tensione nominale	36 kV
Tensione d'esercizio	30 kV
Corrente nominale sbarre principale	400 A / 630 A
CC di breve durata /cresta	16/40 kA
Trattamento sbarre	Standard fornitore
Ricopertura sbarre	Nude
Tensione aux comandi e segnalazione	220V c.a.
Sezione circuiti comando volt.	1,5mmq
Sezione circuiti amperometrici	2,5 mmq

Tabella 13 Caratteristiche elettriche e meccaniche del quadro di Media Tensione



5.6 Caratteristiche dei sistemi di protezione del generatore fotovoltaico

L'impianto sarà equipaggiato con un sistema di protezione dedicati alla protezione dell'impianto e della rete elettrica sia per guasti interni che per guasti esterni.

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

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature sono progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete.

In particolare, la Centrale, in ogni condizione di carico, sarà in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione e frequenza nel punto di consegna, compresi negli intervalli prescritti dalla **CEI 0-16** e dalle regole tecniche prescritte dal **Codice di Rete di TERNA Allegato A68**.

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

L'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete sarà garantita dalla rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, la Centrale sarà dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento sarà coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto definito nel Codice di Rete e prevederà l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni saranno definite dal Gestore e saranno impostate sugli apparati dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

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

5.6.1 Protezioni contro i guasti esterni

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete che verranno installati nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter.

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)



L'intervento delle protezioni citate comanderà l'apertura dell'interruttore generale.

La centrale fotovoltaica sarà predisposta per ricevere comandi di apertura degli interruttori AT dall'esterno come prescritto dal codice di rete e dalla CEI 0-16. Le tarature saranno stabilite dal Gestore in accordo ai criteri stabiliti dal codice di rete e dalla CEI 0-16.

5.6.2 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

Le protezioni contro i guasti interni devono isolare tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

La protezione sarà implementata sul trasformatore AT/MT e sui trasformatori MT/BT.

Le protezioni previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto saranno le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51)
- Differenziale di trasformatore (87T)
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51)

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore saranno allocate in apparati distinti.

Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni saranno l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore con blocco in apertura di tali interruttori.

Per la protezione di massima corrente di fase MT comanderà l'apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni suddette saranno concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungeranno quelle normalmente previste a bordo del trasformatore ad esempio Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

Sulla sezione MT saranno adottate idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

A seguire lo schema tipico delle protezioni contro i guasti della centrale fotovoltaica.



5.7 Sistemi di regolazione e controllo

Le principali funzionalità di controllo implementate nella centrale fotovoltaica saranno le seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco della produzione

5.7.1 Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza, saranno tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Per garantire la sicurezza della rete la centrale sarà in grado di limitare la produzione temporaneamente fino al completo annullamento dell'immissione in rete, la riduzione, avverrà senza ritardi ed in tempi brevi secondo le prescrizioni del codice di rete ed entro tempo un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione da parte del gestore di rete.

La limitazione potrà avvenire in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

L'ordine di riduzione da parte del Gestore verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta.

5.7.2 Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete la centrale fotovoltaica si sincronizzerà con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente secondo le modalità dettate dal codice di Rete.

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.



5.7.3 Regolazione della potenza reattiva

La Centrale in parallelo con la rete sarà in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo sarà realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e sarà implementato anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota).

5.7.4 Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Tale regolazione è necessaria ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni saranno attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

Considerando la potenza erogabile tale valore non deve ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto.

La regolazione avverrà intorno alla frequenza nominale, in sotto-frequenza ed in sovra-frequenza.

5.7.5 Sistemi di tele distacco e riduzione rapida della produzione

Sarà implementato un sistema di tele distacco che consentirà la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del Gestore.

La centrale sarà dotata di funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, di tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la Centrale Fotovoltaica sarà dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un telesegnale inviato da Terna. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

5.8 Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA

La centrale sarà dotata di sistema di monitoraggio in grado di scambiare dati con il sistema di controllo di Terna e consentirà, attraverso la visibilità di telemisure, telesegnali, analisi dei guasti, la verifica del corretto funzionamento delle protezioni, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico.

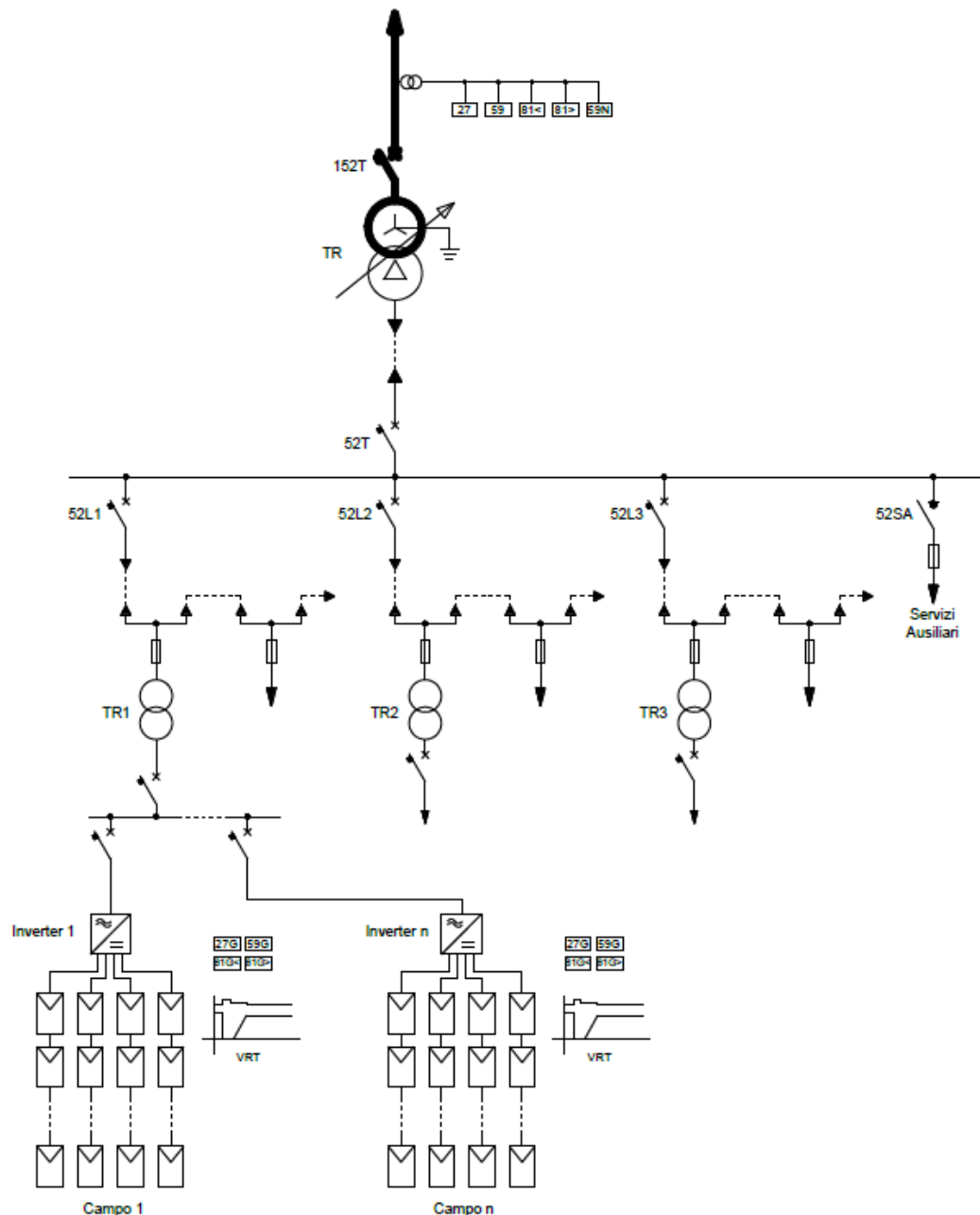


Figura 10: schema tipico delle protezioni della centrale fotovoltaica



6 LAYOUT IMPIANTO

A seguire viene riportato il layout di impianto e percorso nuova linea AT su CTR.

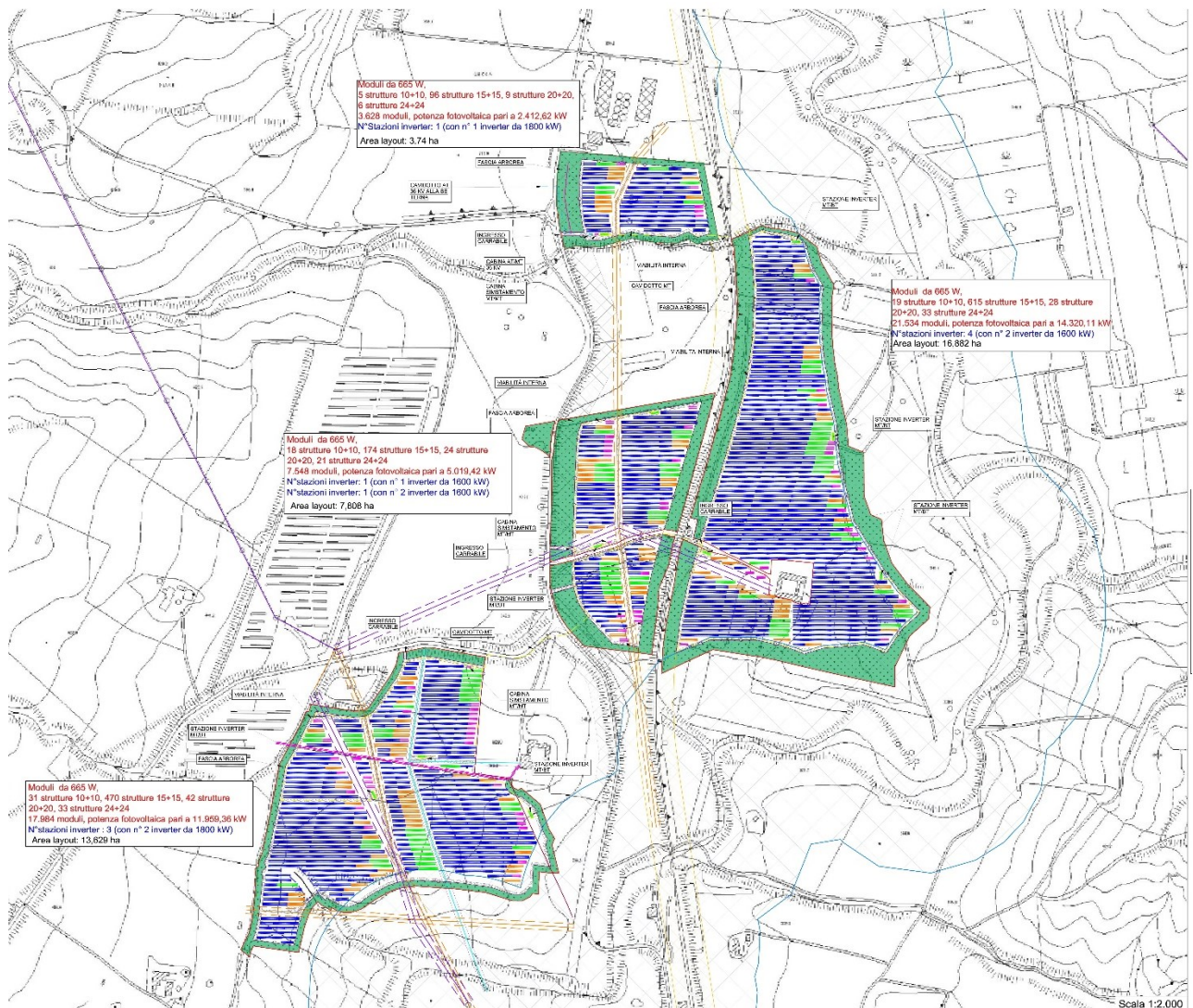


Figura 11 - Layout di impianto

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato *Planimetria con Layout di impianto e percorso nuova linea AT.*



7 OPERE CIVILI

In questa sezione verranno descritte le opere civili da eseguire al fine di rendere fruibile l'impianto.

7.1 Viabilità interna e recinzione perimetrale

In primo luogo, verrà effettuata la fase di sistemazione preliminare del terreno su cui verrà installato l'impianto, al fine di garantire una buona praticabilità e stabilità delle strutture successivamente posizionate.

Le altre opere civili previste sono per la viabilità interna, che interessa buona parte del perimetro della recinzione e le aree occupate dalle cabine di trasformazione di consegna, e gli spazi per parcheggio per le autovetture; entrambe le opere saranno realizzate semplicemente con materiale del sito appositamente compattato mediante rullatura in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale e nel rispetto della tipologia esistente.

L'accesso all'impianto dalla strada principale attraverso un cancello a battente con apertura netta di 5,0 m che è arretrato di una distanza circa pari alla sua larghezza.

L'area di impianto sarà recintata con una griglia plastificata alta 2,0 m caratterizzata da una maglia di mesh 5x5cm in modo da garantire le sicurezze previste a norma di legge; lungo la stessa recinzione verranno previsti delle aree di flusso della fauna, coincidenti con i possibili corridoi ecologici, ad esempio in prossimità di impluvi d'acqua, in modo da garantire la naturale mobilità.

Tutti gli accessi alle aree di impianto avverranno attraverso la viabilità esistente in particolare all'area di impianto sottocampo 1 e sottocampo 5 e 6 l'accesso avverrà dalla strada provinciale 112 gli accessi alle altre aree di impianto avverranno dalla viabilità esistente del parco eolico presente in sito.

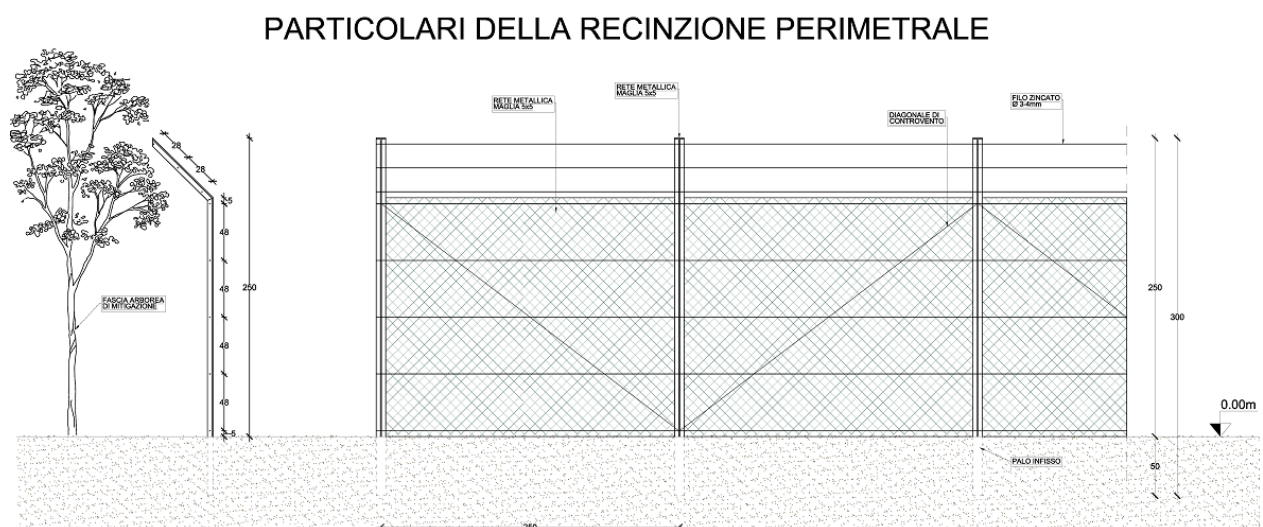


Figura 12 Particolare recinzione perimetrale



PARTICOLARE DEL CANCELLO DI INGRESSO

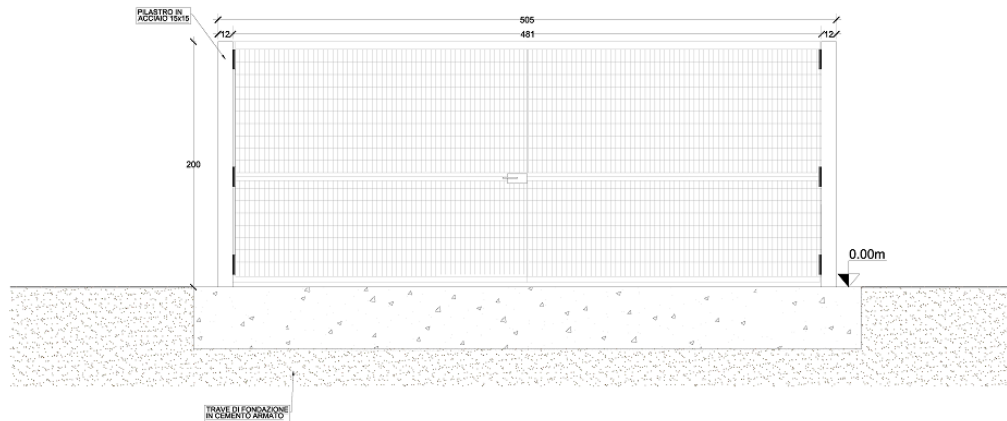


Figura 13 Particolare cancello di ingresso

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Planimetria viabilità esistente e di progetto con particolare varco di accesso.

7.2 Strutture di sostegno fisse moduli FV

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture con telai in acciaio zincato a caldo adeguatamente dimensionati e ancorati al terreno con un sistema di vitoni, in acciaio zincato a caldo. Le strutture saranno realizzate montando profili speciali in acciaio, imbullonati mediante staffe e pezzi speciali. Le travi portanti orizzontali, posate su longheroni agganciati direttamente ai sostegni verticali, formeranno i piani inclinati per l'appoggio dei moduli.

Grazie al suddetto sistema non è prevista alcuna cementificazione per l'ancoraggio a terra e pertanto ne consegue che la fase di *decommissioning* sia estremamente facilitata e limitata alla semplice dismissione dei singoli moduli, tali da poterli classificare come "**retrofit**".

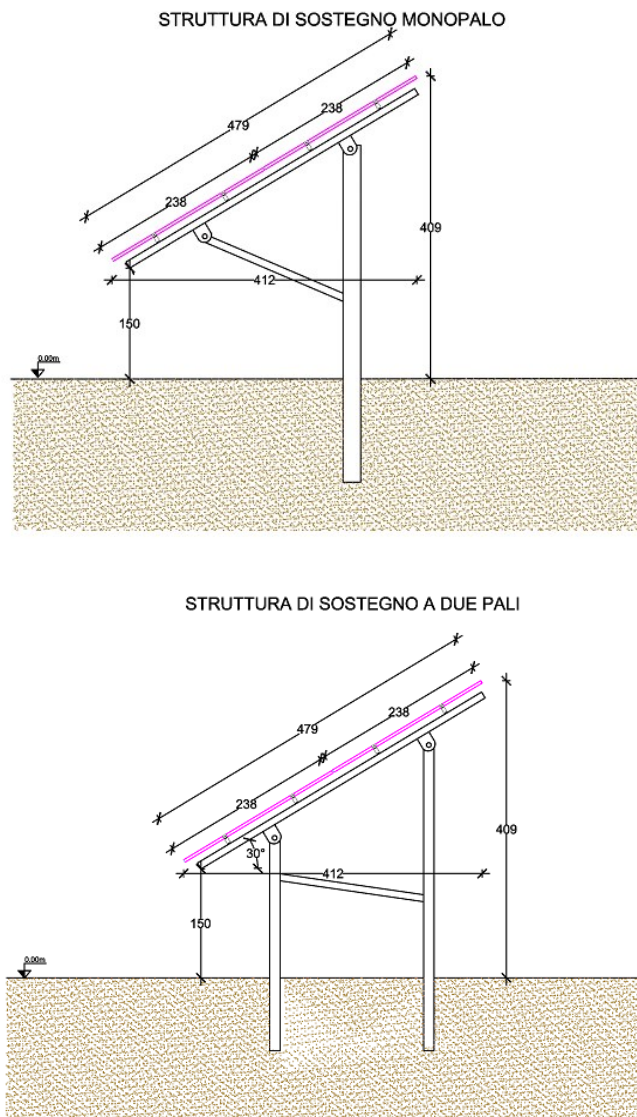


Figura 14 Particolare strutture di fissaggio

Per ulteriori dettagli si rimanda alla tavola Particolari costruttivi.

7.3 Cabine elettriche

Le cabine elettriche saranno costruite secondo quanto prescritto dalla Legge 5 Novembre 1971 n.1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica", dalla Legge n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche", dal D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti "Norme tecniche per le Costruzioni".



Le cabine saranno realizzate da elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali.

Il calcestruzzo utilizzato sarà conforme alla Norma Europea UNI-EN 206-1 con i requisiti sotto elencati:

- classe di resistenza a compressione C32/40;
- classe di esposizione (UNI11104) XC4;
- diametro massimo inerte 20 mm;
- classe di contenuto in cloruri Cl 0,40;
- Rapporto acqua/cemento max 0.60.

Le armature avranno i requisiti sotto elencati:

- barre ad aderenza migliorata B450C saldabile;
- rete e tralici elettrosaldati B450A o B450C.

Nel caso di struttura a pannelli la realizzazione dell'unione ed i collegamenti fra elementi prefabbricati sarà conforme al p.to 4.1.10.5.2 del D.M. 17 Gennaio 2018.

Nel caso di impiego di calcestruzzo fibrorinforzato (FRC), come stabilito dal D.M. 17 Gennaio 2018 e successivamente come da precisazione del S.T.C del Consiglio Superiore dei LL.PP, è possibile impiegare per uso non strutturale un quantitativo di fibre al di sotto della soglia indicata (0.3% in volume) al fine di migliorare le fasi di scassero e di limitare la formazione delle microfessurazioni. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box sarà additivato con fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità, assicurando verso l'esterno un grado di protezione IP 33 (CEI EN 60529).

Per ulteriori dettagli si rimanda alla tavola *Particolari costruttivi Cabine elettriche.*

7.4 Sistema di sicurezza

Lungo tutto il perimetro dell'impianto è prevista l'installazione di un sistema di videosorveglianza le cui telecamere saranno disposte a una distanza l'una dall'altra di 60-80 metri. Al fine di garantire la sicurezza il sistema sarà in funzione 24h/24h grazie all'impiego di faretti all'infrarosso e all'uso di telecamere con filtro IR a rimozione meccanica che permettono il funzionamento notturno.

Inoltre, verrà installato un impianto antintrusione con barriere a microonde in grado di garantire un elevato grado di rilevazione ed un minimo rischio di falsi allarmi.

Anche i locali ospitanti le apparecchiature del sistema di sicurezza saranno protetti con un opportuno sistema antintrusione costituito da sensori volumetrici a doppia tecnologia e contatti magnetici sui serramenti.

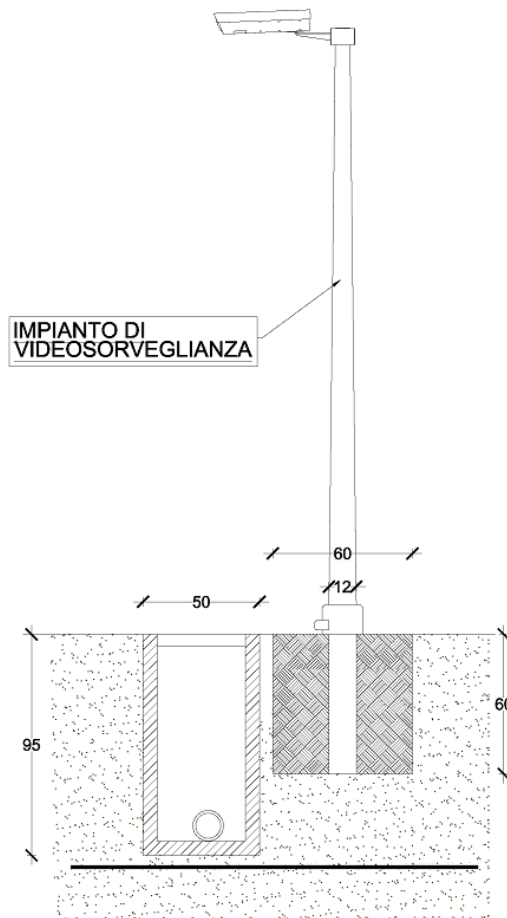


Figura 15 - Palo per l'impianto di videosorveglianza

7.5 Sistema di Illuminazione

Il sito non sarà dotato di illuminazione perimetrale così da evitare impatti sulla fauna notturna.

Le uniche lampade a LED presenti in sito saranno installate in prossimità del cancello di accesso all'area di impianto e in prossimità delle cabine elettriche, il sistema di illuminazione sarà collegato al sistema di allarme al fine di garantirne l'accensione in caso di allarme.

In particolare le lampade a LED utilizzate saranno a basso potere luminoso al fine di interferire il meno possibile con le specie più sensibili durante le ore notturne e crepuscolari che si attiveranno comunque solo in caso di necessità o allarme.



7.6 Sistema di comunicazione

L'impianto sarà dotato dei seguenti sistemi:

- unità di acquisizione dati;
- unità di elaborazione dati;
- stazione meteorologica;
- sistema TLC di trasmissione.

Inoltre, sarà installato un sistema di controllo per permettere da remoto il monitoraggio dei parametri principali di funzionamento dell'impianto.

7.7 Scavi elettrodotti

I collegamenti elettrici all'interno del parco fotovoltaico avverranno attraverso la realizzazione di cavidotti interrati con profondità di posa variabile da 1,0 m a 1,7 m per le linee in MT e AT.

I conduttori interrati saranno protetti meccanicamente mediante tubi protettivi, tegoli o ricoperti da strati di calcestruzzo a seconda delle esigenze. In alternativa saranno usati cavi auto-protetti meccanicamente adatti per posa direttamente interrata non richiedenti ulteriori protezioni meccaniche.

La posa dei conduttori sarà eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

La scelta del diametro interno dei tubi verrà fatta tenendo conto che esso dovrà essere pari ad almeno 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm: in ogni caso i cavi posati nei tubi potranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili: le sezioni di progetto cui si farà ricorso saranno di diametro 75, 110 e 160 mm.

Il percorso cavi, per quanto possibile, sarà realizzato con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non saranno ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo: in ogni punto di giunzione è prevista la presenza di una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

Data l'esistenza, nello stesso scavo interrato o locale, di circuiti appartenenti a sistemi elettrici diversi (cavi d'energia insieme a cavi di comunicazione o circuiti di bassa con circuiti di media tensione), questi saranno propriamente divisi tra loro laddove necessario.

I cavi solari saranno posati sulle strutture di sostegno dei moduli ed opportunamente fascettati; allorquando sarà necessaria la posa interrata per il collegamento agli inverter di stringa saranno posati in tubi protettivo.



8 OPERE ELETTRICHE

8.1 Montaggi elettrici campo fotovoltaico

I montaggi elettrici in campo sono qui di seguito elencati:

- giunzione dei moduli di ciascuna stringa e collegamenti delle stringhe ai quadri di campo;
- posa in opera delle stazioni inverter e collegamento delle rispettive stringhe;
- posa dei cavi di interconnessione tra le stazioni inverter di riferimento, nei rispettivi canali portacavi;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra predisposta lungo il parco fotovoltaico e attorno ai box prefabbricati per alloggiamento apparati;
- installazione delle cabine di smistamento e della cabina di elevazione;
- cablaggio elettrico trasformatori ed apparecchiature nelle cabine elettriche;
- posa in opera apparecchiature sistema di supervisione e controllo;
- posa in opera dei servizi ausiliari e di centrale.

8.2 Connessione alla rete elettrica

L'impianto, sarà allacciato (come previsto dal Preventivo di connessione alla rete AT di TERNA, Codice rintracciabilità: 202101499) alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante elettrodotto AT interrato che a partire dall'area dell'impianto fotovoltaico raggiungerà la stazione elettrica (SE) di TERNA di nuova realizzazione (coordinate geografiche: Lat. 37°35'43.01"N, Long. 13°54'7.26"E) che sorgerà in prossimità dell'impianto.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede la connessione della centrale fotovoltaica tramite connessione in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi - Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

L'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale fotovoltaica alla nuova stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Per maggiori dettagli si rimanda al progetto delle opere di rete e all'elaborato *Preventivo di connessione alla rete AT di TERNA cod. 202101499.*

A seguire uno schema tipo della connessione in antenna su stallo AT in Cabina Primaria per Cliente Attivo SE TERNA

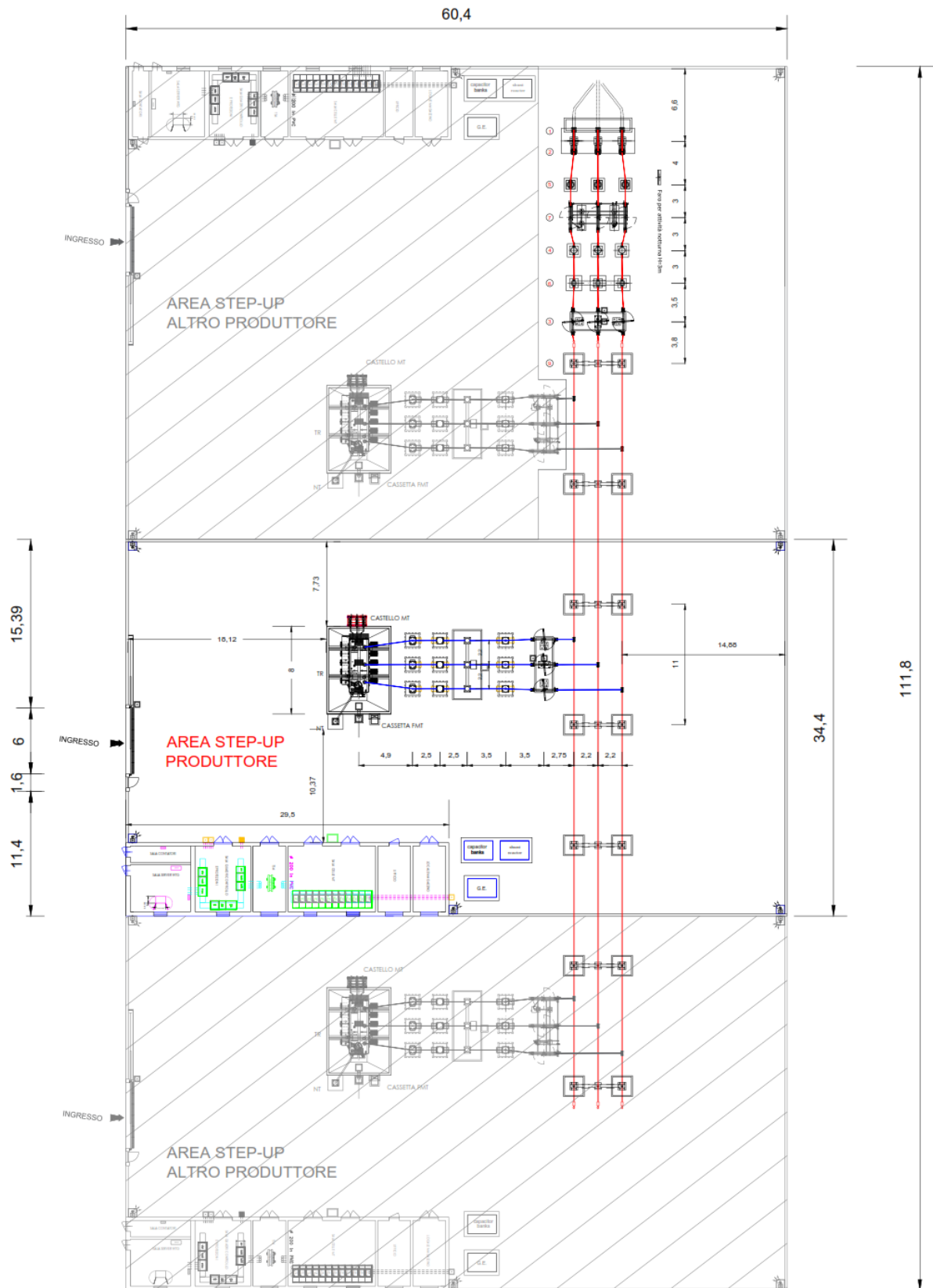


Figura 16 – Disegno stallo a 36 KV di condivisione per produttori



9 VALORE AGGIUNTO: AGROFOTOVOLTAICO

L'attuale andamento socio-economico dei mercati a livello globale evidenzia un costante aumento della popolazione mondiale, del fabbisogno energetico e della produzione alimentare. Per far fronte all'esigente richiesta, le risorse naturali vengono sfruttate in modo intensivo, provocando sconvolgimenti ambientali come desertificazione, inquinamento, cambiamento climatico. Diventa più che mai necessaria una crescita economica legata a uno sfruttamento sostenibile, razionale, cosciente, quanto più possibile ecologico, equo delle risorse disponibili, che oggi sono diventate minori. La crescita economica sostenibile dovrebbe coinvolgere e integrare tutte le realtà economiche. Tra queste spiccano certamente i settori agricolo ed energetico. Siamo ben consapevoli dei potenziali benefici insiti nella vasta diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, connessi alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, al miglioramento della sicurezza energetica e alle opportunità economiche e occupazionali.

In quest'ottica emerge uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione: il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (Pniec). Per raggiungere gli obiettivi del Pniec in Italia si dovranno installare oltre 50 GW di nuovi impianti fotovoltaici, con una media di circa 6 GW all'anno. Considerando che attualmente la nuova potenza installata annuale è inferiore a 1 GW, appare evidente quanto sia necessario trovare soluzioni che consentano di accelerare il passo. Il rischio maggiore, però, è quello che prenda piede un modello di business con un approccio industriale verso la risorsa suolo, che avrebbe il solo obiettivo di massimizzare la produzione di energia, puntando alla massima concentrazione di pannelli entro un'area circoscritta e limitata. Questo trasformerebbe le superfici agricole in distese di pannelli su suoli privi, o quasi, di vegetazione. Quindi, a queste condizioni, il suolo sottostante perderebbe qualsiasi funzione, diversa da quella di ospitare le strutture di generazione elettrica, diventando a tutti gli effetti un suolo consumato.

In questo contesto, l'agro-fotovoltaico potrebbe avere un ruolo risolutivo e di rilievo.

Si tratta di un settore non nuovo, ma ancora poco diffuso, caratterizzato da un utilizzo "ibrido" di terreni tra produzioni agricole e produzione di energia elettrica.

L'agro-fotovoltaico integra il fotovoltaico nell'attività agricola mediante installazioni solari che permettono di produrre energia e al contempo di continuare le colture agricole o l'allevamento di animali. Si tratta di una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico, ma anche per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore.

In termini di opportunità, lo sviluppo dell'agro-fotovoltaico consente il recupero di terreni non coltivati e agevola l'innovazione nei processi agricoli sui terreni in uso. Inoltre contribuisce alla necessità di invertire il trend attuale, che vede la perdita di oltre 100.000 ha di superficie agricola all'anno a causa della crescente desertificazione. Si tratta quindi di un sistema di sinergia, tra colture agricole e pannelli fotovoltaici, con le seguenti caratteristiche:



- riduzione dei consumi idrici grazie all’ombreggiamento dei moduli;
- riduzione della degradazione dei suoli e conseguente miglioramento delle rese agricole;
- risoluzione del “conflitto” tra differenti usi dei terreni (per coltivare o per produrre energia);
- possibilità di far pascolare il bestiame e far circolare i trattori sotto le fila di pannelli o tra le fila di pannelli, secondo le modalità di installazione con strutture fisse o ad inseguimento solare, avendo cura di mantenere un’adeguata distanza tra le file e un’adeguata altezza dal suolo.

Diversi sono i vantaggi del creare nuove imprese agro-energetiche sviluppando in armonia impianti fotovoltaici nel contesto agricolo, ossia:

- innovazione dei processi agricoli rendendoli ecosostenibili e maggiormente competitivi;
- riduzione dell’evaporazione dei terreni e recupero delle acque meteoriche;
- protezione delle colture da eventi climatici estremi, ombreggiamento e protezione dalle intemperie;
- introduzione di comunità agro-energetiche per distribuire benefici economici ai cittadini e alle imprese del territorio;
- crescita occupazionale coniugando produzione di energia rinnovabile ad agricoltura e pastorizia;
- recupero di parte dei terreni agricoli abbandonati permettendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Progettare un impianto agro-fotovoltaico richiede competenze trasversali, ingegneristiche, agronomiche, paesaggistiche ecc.

Non esiste uno standard progettuale, di volta in volta vanno infatti considerate diverse variabili quali ad esempio, la morfologia, la geologia, la pedologia, le condizioni climatiche, i mercati agricoli di riferimento ed altre variabili.



Figura 17 - Esempio di impianto agro-fotovoltaico



9.1 Caratteristiche del sistema Agrofotovoltaico linee guida del MITE

Secondo le linee guida del MITE il sistema Agrofotovoltaico rispetta il "Requisito A".

(per i valori delle superfici si rimanda alla *Tabella 4 - Distribuzione delle superfici-*)

Requisito A: L'impianto rientra nella definizione di **agrivoltaico**

A1: Superficie minima per l'attività agricola

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

Dove:

$$S_{tot} = \text{area contrattualizzata} = \text{area impianto} = 623.921 \text{ mq}$$

$$S_{agricola} = S_{tot} - S_{opere\ di\ servizio} = 623.921 - 26.227 = 597.694$$

Dove: $S_{opere\ di\ servizio}$ = Superficie (viabilità, power station, locali tecnici).

$S_{agricola} = 597.694 \text{ mq} > 0.7 \times 623.921 (S_{tot})$
--

A2: Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (**LAOR**)

$$LAOR \leq 40\%$$

Dove:

LAOR = Superficie ingombro pannelli FV / Superficie totale

$LAOR = 139.132 \text{ mq} / 623.921 \text{ mq} = 22,29 \% < 40 \%$



9.2 Colture interfile

La superficie complessiva destinata alle colture tra le file di pannelli è 11,31 ha. Per la definizione del piano colturale sono state valutate diverse tipologie di colture potenzialmente coltivabili, facendo una distinzione tra le aree coltivabili tra le strutture di sostegno (interfile) e la fascia arborea perimetrale. Di seguito si analizzano le soluzioni colturali praticabili.

Tutte le colture, siano esse arboree, arbustive o erbacee, sono da sempre praticate seguendo schemi volti all'ottimizzazione della produzione negli spazi a disposizione, indipendentemente dall'estensione degli appezzamenti agricoli.

Pertanto le problematiche relative alla pratica agricola negli spazi lasciati liberi dalle strutture fotovoltaiche sono molto vicine a quelle che si potrebbero riscontrare in un moderno impianto arboreo a filare, intervallato da colture erbaceo-arbustive.

La produzione agricola da destinare tra le interfile dell'impianto riguarderà a:

- Aloe (*Aloe vera*)
- Pomodoro “Siccagno”



Figura 18 – Esempio di coltivazione di aloe all'interno di un parco agro-voltaico

L'interesse per questa specie officinale nasce dalle nuove esigenze di mercato che spingono i produttori agricoli a sostituire con una certa gradualità le colture tradizionali sempre meno redditizie, quali frumento, orzo, avena, leguminose, prati, ecc, con colture alternative capaci anche di integrare il reddito agricolo.

L'**aloe** è una pianta grassa originaria dell'Africa centrale, ma l'habitat nel quale cresce è molto ampio e pertanto si è ben adattata al bacino del Mediterraneo, grazie al ridotto fabbisogno idrico resiste alla siccità.

L'Aloe vera è costituita da foglie spesse, carnose e dal margine seghettato; dal centro della pianta si sviluppa un fiore dalla forma tubulare, con steli lunghi, dal colore principalmente rosso. Della pianta si utilizza la parte interna della foglia: il gel trasparente circoscritto nella parte centrale, ma anche la linfa, un



fluido giallastro che si colloca subito sotto il rivestimento verde. Il gel, mucillaginoso, è composto soprattutto da Polisaccaridi; nel resto della foglia, invece, sono presenti anche antrachinoni e altri composti (vitamine, sali minerali e alcuni enzimi) in percentuale più limitata.

Il pomodoro è una pianta originaria del Perù, coltivata in Messico prima dai Maya e poi dagli Aztechi. Negli ultimi 200 anni è diventata uno delle più importanti colture da orto, sono state selezionate moltissime varietà da coltivare, adeguando la pianta a tanti e diversi climi e terreni.

// pomodoro siccagno è un metodo di coltivazione non una cultivar, anche se non tutte le varietà di pomodoro si adattano alla siccità. Ogni pianta sarà disposta con un sesto di 30 x 80 cm. Questo schema consentirà di ottenere cinque file per ogni interfila di pannelli, lasciando che le piante non si limitino in dimensioni, il tutto senza la necessità di utilizzare trattrici speciali a ruote strette, usate di solito in orticoltura.

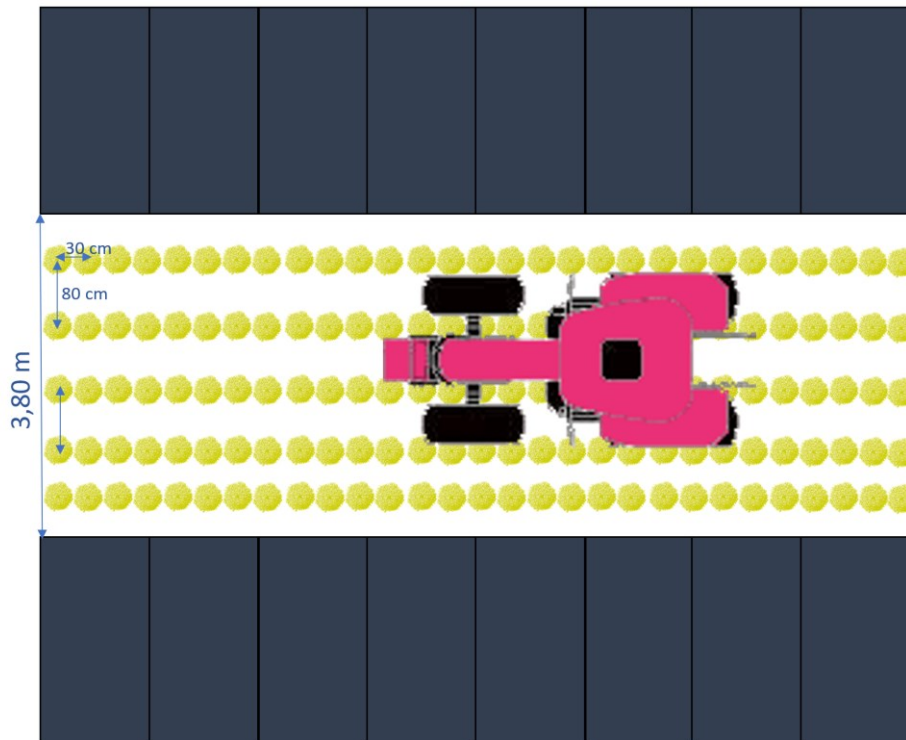


Figure 19 - Disposizione delle file di aloe e pomodoro "siccagno" tra le file di moduli fotovoltaici

Maggiori dettagli sul piano colturale sono riportati nella Relazione Agronomica.



10 LAVORAZIONI PREVISTE

Le opere da realizzare consistono essenzialmente nelle seguenti fasi:

10.1 Lavori area di impianto

- Livellamento del piano di posa dell'impianto fotovoltaico
- Realizzazione della recinzione perimetrale
- Realizzazione della viabilità interna
- Realizzazione impianto di videosorveglianza

10.2 Lavori componente strutturale

- Installazione sistemi di fissaggio moduli
- Scavi cavidotti
- realizzazione basamenti per Inverter station e trafo MT/BT

10.3 Lavori componente fotovoltaica ed elettrica

- Installazione moduli fotovoltaici
- Installazione Inverter
- Cablaggio moduli fotovoltaici-Inverter
- Realizzazione cavidotti MT
- Installazione Cabina smistamento MT/MT
- Installazione Cabina di elevazione MT/AT
- Installazione Quadri MT/AT
- Installazione Trasformatore MT/AT
- Realizzazione cavidotto di rete AT a 36 kV
- Installazione impianto di controllo e monitoraggio

10.4 Lavori di completamento

- Realizzazione fascia arborea perimetrale
- Realizzazione impianto irrigazione perimetrale
- Collaudo impianto e opere di rete

10.5 Lavori Agrofotovoltaico

- Realizzazione impianto di irrigazione



- Piantumazione delle colture fra le file

10.6 Lavori di mitigazione e compensazione

- Interventi di inerbimento
- Realizzazione degli interventi di mitigazione e compensazione
- Installazione di Arnie su nuova area da destinare all'attività di apicoltura

Relativamente ai tempi di realizzazione dell'opera si rimanda al cronoprogramma completo dei lavori allegato alla presente relazione Cronoprogramma.

11 MODALITÀ DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Al termine della vita utile dell'impianto, ove non sia possibile riutilizzare i moduli presso altri impianti, avverrà la dismissione completa dell'impianto e il ripristino del sito in condizioni analoghe allo stato originario, ad esclusione della cabina di consegna dell'ente distributore.

La descrizione della corretta dismissione dell'impianto è descritta nell'elaborato Relazione sulla Dismissione dell'impianto.